


ENI S.P.A.

BILANCIO D'ESERCIZIO 2006

PAGINA BIANCA

MISSIONE

Siamo un'impresa integrata nell'energia,
impegnata a crescere nell'attività di ricerca,
produzione, trasporto, trasformazione e
commercializzazione di petrolio e gas naturale.
Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una
passione per le sfide, il miglioramento continuo,
l'eccellenza e attribuiscono un valore
fondamentale alla persona, all'ambiente
e all'integrità.

**I Paesi di attività di Eni****EUROPA**

Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia,
Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta,
Norvegia, Paesi Bassi, Portogallo, Principato di
Monaco, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica
Slovacca, Romania, Slovenia, Spagna, Svizzera,
Turchia, Ungheria

CIS

Azerbaijan, Georgia, Kazakhstan, Russia,
Turkmenistan

AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Ciad, Congo,
Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Libia, Mali, Marocco,
Mozambico, Nigeria, Tunisia

MEDIO ORIENTE

Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iran, Kuwait,
Oman, Qatar

ASIA CENTRALE

India, Pakistan

ASIA SUD-ORIENTALE E OCEANIA

Australia, Cina, Indonesia, Malaysia, Papua-Nuova
Guinea, Thailandia, Timor Est

AMERICHE

Argentina, Brasile, Canada, Ecuador, Messico,
Perù, Stati Uniti, Trinidad & Tobago, Venezuela

Assemblea ordinaria degli azionisti del 23 e 24 maggio 2007

L'avviso di convocazione è stato pubblicato
sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana
n. 44, parte II del 14 aprile 2007 pagg. 1-5

Disclaimer

Il bilancio contiene dichiarazioni previsionali (*forward-looking statements*), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e riacquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I *forward-looking statements* hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Relazioni e bilancio consolidato

Relazione sulla gestione

Profilo dell'anno

Lettera agli Azionisti

Andamento operativo

Exploration & Production

Gas & Power

Refining & Marketing

Petrochimica

Ingegneria e Costruzioni

Commento ai risultati economico-finanziari**Altre informazioni**

Corporate Governance

Impegno per lo sviluppo sostenibile

Glossario

Bilancio consolidato

Schemi di bilancio

Criteri di redazione e principi contabili

Note al bilancio consolidato

Adeguamento della situazione contabile

consolidata ai principi U.S. GAAP

Informazioni supplementari richieste

dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Relazione della Società di revisione

Relazioni e bilancio d'esercizio di Eni SpA

Relazione sulla gestione

Andamento operativo

Commento ai risultati economico-finanziari

Compensi e altre informazioni

Bilancio di esercizio

Schemi di Bilancio

Criteri di redazione e principi contabili

Note al bilancio d'esercizio

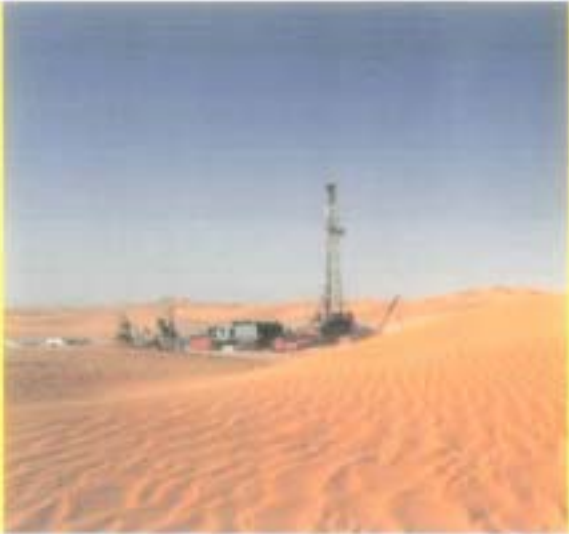
**Proposte del Consiglio di Amministrazione
all'Assemblea degli azionisti****Relazione del Collegio Sindacale**

all'Assemblea degli azionisti

ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998
e dell'art. 2429, comma 3, c.c.**Relazione della Società di revisione****Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti**

Allegati

**Allegati alle note del bilancio consolidato
di Eni al 31 dicembre 2006**Imprese e partecipazioni rilevanti
di Eni SpA al 31 dicembre 2006Variazioni dell'area di consolidamento
verificatesi nell'esercizio**Allegato alla nota integrativa
del bilancio di esercizio**Notizie sulle imprese controllate e collegate
a partecipazione diretta di Eni SpA



Profilo dell'anno

I risultati

Nel 2006 Eni ha conseguito l'utile netto *record* di 9,2 miliardi di euro con un incremento del 4,9% rispetto al 2005 (10,4 miliardi di euro su base *adjusted*, +12,5%). Il risultato è stato ottenuto grazie al continuo miglioramento della *performance* operativa e ai progressi fatti nell'attuazione della strategia Eni in un mercato generalmente favorevole. La redditività complessiva per l'azionista (*Total Shareholder Return*) del 14,8% si colloca tra le più elevate del settore.

Il dividendo

L'utile e la generazione di cassa *record* del 2006, unitamente alla solida struttura patrimoniale, consentono la distribuzione agli azionisti del dividendo di 1,25 euro per azione (1,10 nel 2005, +13,6%), di cui 0,60 euro distribuiti nel 2006 a titolo di acconto. Il *pay-out* si attesta al 50%.

La produzione di idrocarburi

La produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1,77 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), in crescita dell'1,9% rispetto al 2005, nonostante gli effetti della perdita della produzione del giacimento Dación (-46 mila barili/giorno) e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement* (PSA) e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile (-21 mila barili/giorno). Rispetto alle previsioni formulate nel corso dell'anno, assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile, è stato confermato il *target* di crescita del 3% rispetto al 2005. In particolare la produzione è aumentata in Libia, Angola ed Egitto.

Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 ammontano a 6,44 miliardi di boe (-6% rispetto al 2005) determinate applicando la quotazione di fine esercizio di 58,93 dollari/barile, con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei PSA, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale.

**Le vendite di gas naturale**

Le vendite di gas naturale sono state di 97,48 miliardi di metri cubi, in crescita di circa il 4% per effetto essenzialmente del *build-up* delle forniture di gas libico e della crescita nei mercati *target* del resto d'Europa (+16% circa, in particolare in Turchia, Germania/Austria e Francia) a fronte della riduzione delle vendite in Italia a causa del clima mite dell'ultima parte dell'anno. Le vendite di gas naturale liquefatto (GNL) hanno raggiunto 9,9 miliardi di metri cubi, in aumento del 41,4% rispetto al 2005.

L'alleanza strategica con Gazprom

Nel novembre 2006 Eni e Gazprom hanno firmato un ampio accordo strategico che consolida la *partnership* di lungo termine tra le due società nella realizzazione di progetti comuni nel *midstream* e *downstream* gas, nell'*upstream* e nella cooperazione tecnologica. Punto cardine dell'accordo è l'estensione della durata dei contratti di approvvigionamento di gas russo fino al 2035, che rafforza ulteriormente il portafoglio di forniture di Eni.

Strategie di espansione:**acquisizione di asset in Congo**

Nel febbraio 2007 Eni ha definito, con la società francese Maurel & Prom, l'accordo per il corrispettivo di 1,4 miliardi di dollari per l'acquisto di *asset* in produzione e nella fase esplorativa situati nell'*onshore* del Congo con il ruolo di operatore. L'operazione si inquadra nella strategia di acquisizione di riserve e *asset* in Paesi di consolidata presenza dove l'applicazione delle proprie competenze e la disponibilità di *facility* consentono l'ottenimento di sinergie. La transazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità congolese.

L'attività esplorativa

Nel 2006 sono stati investiti 1.348 milioni di euro (+106% rispetto al 2005) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa con il completamento di 68 pozzi esplorativi (36 in quota Eni), oltre a 26 pozzi in *progress* a fine esercizio e un tasso di successo commerciale del 43% (49% in quota Eni). Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di *asset* sia in aree di presenza consolidata, quali Africa Settentrionale, Africa Occidentale, Brasile, Norvegia e Stati Uniti, sia in nuovi Paesi/aree a elevato potenziale minerario quali Mali, Mozambico e Timor Est. La superficie complessiva acquisita si estende per circa 152.000 chilometri quadrati (99% in qualità di operatore).

Principali dati economici e finanziari	2004	2005	2006
(milioni di euro)			
Ricavi della gestione caratteristica	57.545	73.728	86.105
Utile operativo	12.399	16.827	19.327
Utile operativo <i>adjusted</i>	12.582	17.558	20.490
Utile netto	7.059	8.788	9.217
Utile netto <i>adjusted</i>	6.645	9.251	10.412
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	12.500	14.936	17.001
Investimenti tecnici	7.499	7.414	7.833
Dividendi per esercizio di competenza ^(a)	3.384	4.086	4.594
Dividendi pagati nell'esercizio	2.828	5.070	4.610
Acquisto di azioni proprie	70	1.034	1.241
Costi di ricerca e sviluppo	257	204	222
Totale attività al 31 dicembre	72.853	83.850	88.312
Debiti finanziari e obbligazionari al 31 dicembre	12.684	12.998	11.699
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti al 31 dicembre	35.540	39.217	41.199
Indebitamento finanziario netto al 31 dicembre	10.443	10.475	6.767
Capitale Investito Netto al 31 dicembre	45.983	49.692	47.966
Prezzo delle azioni a fine periodo (euro)	18,42	23,43	25,48
Numero azioni in circolazione a fine periodo (milioni)	3.770,0	3.727,3	3.680,4
Capitalizzazione di borsa ^(b) (miliardi di euro)	69,4	87,3	93,8

(a) L'importo 2006 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

(b) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddituali e finanziari	2004	2005	2006
Utile netto			
- per azione ^(a) (euro)	1,87	2,34	2,49
- per ADS ^(b) (USD)	4,66	5,81	6,26
Utile netto <i>adjusted</i>			
- per azione ^(a) (euro)	1,76	2,46	2,81
- per ADS ^(b) (USD)	4,38	6,12	7,07
Return On Average Capital Employed (ROACE)			
- reported (%)	16,6	19,5	20,3
- adjusted (%)	15,9	20,5	22,7
Leverage	0,29	0,27	0,16
Dividendo di competenza (euro per azione)	0,90	1,10	1,25
Pay-out (%)	48	46	50
Redditività complessiva per l'azionista (TSR) (%)	28,5	35,3	14,8
Dividend yield ^(c) (%)	4,9	4,7	5,0

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(b) Un ADS rappresenta due azioni.

(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Principali indicatori di mercato	2004	2005	2006
Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	38,22	54,38	65,14
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,244	1,244	1,256
Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	30,72	43,71	51,86
Margini europei medi di raffinazione ^(c)	4,35	5,78	3,79
Margini europei medi di raffinazione in euro	3,50	4,65	3,02
Euribor - euro a tre mesi (%)	2,1	2,2	3,1
Libor - dollaro a tre mesi (%)	1,6	3,5	5,2

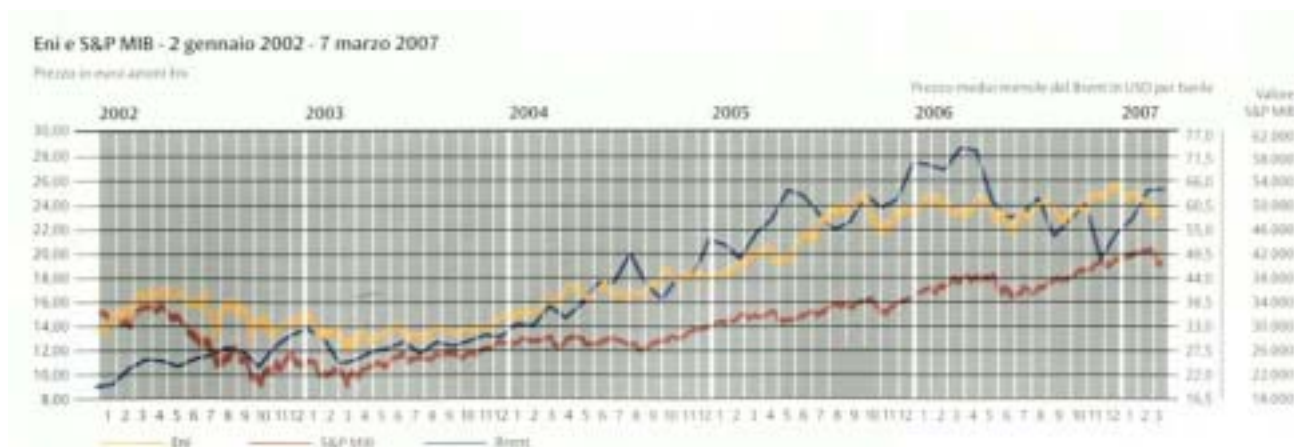
(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

Principali dati operativi		2004	2005	2006
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	7.218	6.837	6.436
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	4.008	3.773	3.481
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	522	498	480
Vita utile residua riserve	(anni)	12,1	10,8	10,0
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.737	1.770
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.034	1.111	1.079
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	96	102	112
Gas & Power				
Vendite gas nel mondo	(miliardi di metri cubi)	87,03	94,21	97,48
Vendita gas in Europa	(miliardi di metri cubi)	85,32	92,50	95,97
- Vendite gas in Europa G&P	(miliardi di metri cubi)	80,62	87,99	91,90
- Vendite dirette <i>upstream</i> in Europa ^(a)	(miliardi di metri cubi)	4,70	4,51	4,07
Clienti in Italia	(milioni)	5,95	6,02	6,54
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	80,41	85,10	87,99
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	13,85	22,77	24,82
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,69	38,79	38,04
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà	(milioni di tonnellate)	26,75	27,34	27,17
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(kbb/d)	524	524	534
Grado di utilizzo della capacità bilanciata	(%)	100	100	100
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa a marchio Agip	(milioni di tonnellate)	12,35	12,42	12,48
Stazioni di servizio rete Europa a marchio Agip (a fine periodo)	(numero)	6.225	6.282	6.294
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa a marchio Agip	(migliaia di litri)	2.488	2.479	2.470
Petrochimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.118	7.282	7.072
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.187	5.376	5.276
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	75,2	78,4	76,4
Ingegneria e Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	5.784	8.395	11.172
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	8.521	10.122	13.191
Dipendenti a fine periodo	(numero)	70.348	72.258	73.572

(a) Non include le vendite della Nigeria LNG (Eni 10,4%) destinate in Europa di miliardi di metri cubi: 1,30, 1,31, 1,55 rispettivamente nel 2004, 2005 e 2006.



Consiglio di Amministrazione Eni



Roberto Poli
Presidente



Paolo Scaroni
Amministratore Delegato
e Direttore Generale

Lettera agli Azionisti

Signori azionisti,

Il 2006 è stato un anno eccellente per Eni sotto il profilo sia dei risultati di bilancio sia dei risultati industriali.

L'utile e il *cash flow* sono stati i più elevati della storia di Eni grazie al continuo miglioramento della *performance* operativa e alla coerente attuazione della nostra strategia in uno scenario di mercato generalmente favorevole. Abbiamo conseguito un apprezzabile tasso di crescita della produzione nonostante la perdita di quella in Venezuela; abbiamo ottenuto numerosi successi esplorativi, acquisito nuovi, promettenti titoli minerari e ulteriormente ampliato a livello globale il *business* del gas naturale. A coronamento di tutto questo, abbiamo raggiunto un accordo storico con Gazprom che consente di estendere la durata dei nostri contratti di fornitura gas fino al 2035 e apre nuove stimolanti opportunità di espansione nel settore *upstream* in Russia.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto di 9,2 miliardi di euro è stato il più elevato mai raggiunto nella storia del Gruppo. L'utile netto *adjusted* di 10,4 miliardi di euro è cresciuto del 12,5%, con un ritorno sul capitale investito del 22,7% (*ROACE*). Il *cash flow* di 17 miliardi di euro ha consentito di finanziare investimenti tecnici di 7,8 miliardi di euro e di ridurre il *leverage* a 0,16. Questi solidi risultati ci consentono di proporre all'assemblea degli azionisti un dividendo di 1,25 euro per azione - di cui 0,60 euro distribuiti nell'ottobre 2006 a titolo di acconto - in aumento del 14% rispetto al 2005 (1,10 euro per azione). Nel 2006 le azioni proprie acquistate sono state 53,1 milioni con un

costo di 1,24 miliardi di euro e il flusso di cassa attribuito agli azionisti è stato di 5,8 miliardi di euro. La redditività complessiva per l'azionista del 14,8% (*Total Shareholder Return*) supera per il quinto anno consecutivo la *performance* dei nostri *competitor* europei.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La crescita è al cuore delle nostre priorità strategiche. Il robusto portafoglio di progetti e le opportunità di investimento disponibili ci consentiranno di raggiungere i nostri ambiziosi tassi di crescita di breve e di lungo termine. Nel prossimo quadriennio investiremo 44,6 miliardi di euro nei nostri *business* per sostenere la crescita anche oltre il 2010. Questo piano di investimenti, il più importante mai varato nella storia di Eni, sarà attuato sulla base di rigorosi criteri finanziari e industriali. Il *free cash flow* atteso nel 2010 ci consentirà di finanziare il flusso attuale di dividendi in termini reali, anche assumendo uno scenario di prezzo del greggio Brent di 40 dollari/barile.

Tra i settori, l'**EXPLORATION & PRODUCTION** ha conseguito i più forti tassi di crescita. Nel 2006, l'utile netto *adjusted* di 7,3 miliardi di euro è aumentato del 17,7%. La produzione di petrolio e gas naturale è aumentata di circa il 2%, raggiungendo 1,77 milioni di boe/giorno. Tale crescita, interamente organica, è stata conseguita nonostante l'effetto negativo della risoluzione unilaterale del contratto relativo alle attività minerarie di Daciòn in Venezuela e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement* (PSA) e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile. Escludendo l'effetto prezzo nei PSA e l'impatto della can-



Alberto Clò
Consigliere



Renzo Costi
Consigliere



Dario Fruscio
Consigliere



Marco Pinto
Consigliere

cellazione del contratto di Daciòn, la crescita organica ha sfiorato il tasso *outstanding* del 6%. Siamo impegnati a mantenere un elevato tasso di crescita della produzione per linee interne. L'obiettivo è conseguire al 2010 il livello produttivo di 2 milioni di boe/giorno, corrispondenti al tasso di crescita medio annuo di circa il 3%.

Nel 2006 l'esplorazione ha ottenuto notevoli risultati con un tasso di successo del 49% e l'acquisizione di nuove aree per un'estensione di circa 152 mila chilometri quadrati, 99% in qualità di operatore. Nel medio termine, siamo impegnati a rimpiazzare più del 100% delle riserve prodotte. Le attività di sviluppo stanno progredendo in molti giacimenti in tutto il mondo, in particolare su Kashagan, per il quale prevediamo maggiori costi di investimento e lo slittamento dei tempi di avvio, ma anche un livello di produzione più elevato di quanto originariamente previsto.

Abbiamo ulteriormente ampliato a livello globale il *business* del GNL, quale strategia per valorizzare la nostra ampia base di riserve di gas. Nel 2006 abbiamo realizzato progressi significativi con l'avvio del quinto treno di liquefazione dell'impianto Bonny, in Nigeria, dove stiamo realizzando il sesto treno con entrata in produzione prevista nel 2008, nonché con la firma di un accordo quadro per il raddoppio della capacità dell'impianto di liquefazione di Damietta, in Egitto, con entrata in esercizio prevista nel 2010.

Il conseguimento dei nostri obiettivi può essere accelerato dal concretizzarsi delle opzioni di crescita che stiamo perseguendo con il nostro *partner* Gazprom.

Nel settore **GAS & POWER**, il nostro solido e integrato posizionamento competitivo in Europa genera risultati e flussi di cassa stabili e di elevato livello. L'utile netto *adju-*

sted dell'anno, di 2,9 miliardi di euro, è aumentato del 12,1% anche grazie all'incremento di circa il 16% dei volumi venduti in Europa di 35 miliardi di metri cubi (escludendo l'Italia e le vendite dirette dell'*upstream* di 4 miliardi). Questo risultato è stato raggiunto nonostante l'inasprimento della concorrenza e il clima mite.

La nostra strategia è di incrementare la quota di mercato nei Paesi europei chiave, difendere il *business* del gas naturale in Italia e gestire in maniera efficace ed efficiente i *business* regolati. La domanda di gas naturale in Europa è prevista crescere costantemente nei prossimi anni con un incremento complessivo di circa il 45% entro il 2020 (corrispondente a un tasso di incremento medio annuo del 2,4%). Tale crescita, unitamente all'effetto del declino delle produzioni in Europa, renderà il nostro continente sempre più dipendente dalle importazioni per la soddisfazione del proprio fabbisogno di gas. In tale contesto, Eni è nella posizione di rafforzare ulteriormente la propria *leadership* sul mercato facendo leva sui vantaggi competitivi assicurati da un impareggiabile portafoglio di *asset* in termini di accesso alle infrastrutture, disponibilità di gas - sia da produzione sia in base a contratti di fornitura di lungo termine - relazioni consolidate con i Paesi produttori, conoscenza dei mercati e ampio portafoglio clienti. Il recente accordo con Gazprom rappresenta una nuova pietra miliare della nostra *partnership* con il primo produttore mondiale di gas naturale, e ci consentirà di rafforzare il nostro posizionamento competitivo. L'obiettivo al 2010 è il conseguimento sul mercato mondiale di un volume di vendita superiore ai 105 miliardi di metri cubi, con un tasso di crescita medio annuo delle vendite internazionali del 10%.

Il settore **REFINING & MARKETING** ha conseguito l'utile netto *adjusted* di 629 milioni di euro con una riduzione del 33,4% rispetto al 2005, per effetto dell'andamento



Marco Reboa
Consigliere



Mario Resca
Consigliere



Pierluigi Scibetta
Consigliere

negativo dello scenario del margine di raffinazione, dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e dell'impatto delle fermate delle raffinerie per maggiore attività di manutenzione programmata.

Guardando al futuro, stanno emergendo diversi *trend* nello scenario della raffinazione: l'adozione di specifiche ambientali sempre più stringenti, gli sbilanciamenti globali nella disponibilità dei prodotti (soprattutto il *deficit* di carburanti diesel in Europa), la relativa abbondanza di greggi pesanti e la volontà di incrementare i livelli di efficienza. Questi sono i fattori chiave di indirizzo della nostra strategia.

Nella raffinazione, Eni aumenterà il livello di investimenti al fine di incrementare la capacità di conversione delle raffinerie per soddisfare le specifiche future di qualità dei prodotti, produrre prodotti ad alto valore aggiunto e *feedstock* per le produzioni petrolchimiche, ridurre i costi operativi e incrementare la flessibilità delle raffinerie nella lavorazione di greggi di scarsa qualità. Nel *marketing*, intendiamo massimizzare il valore della nostra rete di distribuzione di carburanti in Italia attraverso un piano mirato di investimenti, iniziative di *marketing* focalizzate sui clienti, efficaci differenziazioni di prezzo, incremento dell'offerta di *premium-product* e l'efficienza operativa.

La gestione delle attività nella **PETROLCHIMICA**, che nel 2006 ha conseguito l'utile netto *adjusted* di 174 milioni di euro, rimane improntata al miglioramento dell'efficienza e allo sviluppo selettivo degli impianti di dimensioni competitive, con favorevole localizzazione geografica. Gli investimenti saranno selezionati in funzione dell'implementazione di progetti di sbottigliamento, di incremento dell'efficienza e della flessibilità degli

impianti nelle aree di eccellenza (stirenici ed elastomeri) e di mantenimento di elevati *standard* di *performance* nella salute, nella sicurezza e nell'ambiente.

L'utile netto *adjusted* del settore **INGEGNERIA E COSTRUZIONI** di 400 milioni di euro è aumentato del 22% riflettendo il forte posizionamento competitivo di Saipem in questo settore, grazie anche all'integrazione con la Snamprogetti. Per far fronte all'incremento della domanda di impianti di perforazione e di servizi da parte dell'industria petrolifera, Saipem sta pianificando di sviluppare e migliorare ulteriormente la portata geografica e le caratteristiche tecniche della propria flotta di classe mondiale.

Il nostro incessante impegno nella ricerca tecnologica e nell'innovazione, sottolinea la fondamentale convinzione che la tecnologia costituisce un fattore chiave nel rafforzare i nostri vantaggi competitivi nel lungo termine e nel promuovere la crescita sostenibile. Stiamo conducendo attività di ricerca che mirano principalmente alla riduzione dei costi di scoperta e di recupero degli idrocarburi, all'*upgrading* dei greggi pesanti, alla valorizzazione del gas naturale remoto e alla protezione dell'ambiente. In particolare stiamo facendo progressi nell'applicazione delle nostre tecnologie *break-through*: EST (Eni Slurry Technology) per la totale conversione dei greggi pesanti; TAP (trasporto gas ad alta pressione) e GTL (*gas-to-liquids*) per la valorizzazione del gas.

Sviluppo sostenibile

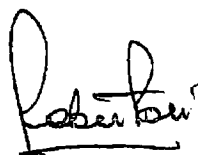
Il 2006 rappresenta il primo anno di pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità Eni, con l'obiettivo di una rendicontazione più efficace verso i nostri *stakeholder*. Abbiamo definito un approccio più coerente alla

Sostenibilità e siamo più che mai impegnati nel gestire e sviluppare la nostra impresa in modo responsabile e trasparente. Tra le numerose iniziative nel campo della Sostenibilità, vogliamo evidenziare il nostro impegno nella ricerca di soluzioni finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas serra dai processi industriali e nello sviluppo di iniziative di tutela dell'ambiente quali la realizzazione di complessi industriali per sfruttare in modo economico il gas bruciato in torcia (*flared gas*).

In sintesi, il 2006 è stato un anno eccellente per Eni. Oltre al conseguimento dei migliori risultati della nostra storia, abbiamo lavorato per creare opportunità di crescita in tutti i settori di attività. Siamo fiduciosi nella nostra capacità di continuare a conseguire tassi di crescita tra i più elevati dell'industria e attrattivi ritorni per gli azionisti.

29 marzo 2007

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente



L'Amministratore Delegato
e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ⁽¹⁾

Presidente

Roberto Poli ⁽²⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Paolo Scaroni ⁽³⁾

Amministratori

Alberto Clò, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Pinto,
Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production

Stefano Cao ⁽⁴⁾

Divisione Gas & Power

Domenico Dispenza ⁽⁵⁾

Divisione Refining & Marketing

Angelo Taraborelli ⁽⁶⁾

COLLEGIO SINDACALE ⁽⁷⁾

Presidente

Paolo Andrea Colombo

Sindaci effettivi

Filippo Duodo, Edoardo Grisolia, Riccardo Perotta,
Giorgio Silva

Sindaci supplenti

Francesco Bilotti, Massimo Gentile

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SpA

Lucio Todaro Marescotti ⁽⁸⁾

Sostituto

Angelo Antonio Parente ⁽⁹⁾

Società di revisione ⁽¹⁰⁾

PricewaterhouseCoopers SpA

La composizione e le funzioni del Comitato per il controllo interno, del *Compensation Committee* e dell'Osservatorio Petrolifero Internazionale sono illustrate nel capitolo "Corporate Governance" della Relazione sulla gestione.

(1) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007

(2) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione il 1° giugno 2005

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2005, con decorrenza 1° gennaio 2006

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 aprile 2004

(7) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007

(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20 luglio 2006

(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27-28 maggio 2003

(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 28 maggio 2004 per il triennio 2004-2006

Exploration & Production



Principali indicatori di performance		2004	2005	2006 ^(a)
Ricavi ^(b)	(milioni di euro)	15.346	22.531	27.173
Utile operativo		8.185	12.592	15.580
Utile operativo <i>adjusted</i>		8.202	12.903	15.763
Utile netto <i>adjusted</i>		4.033	6.186	7.279
Investimenti tecnici		4.853	4.965	5.203
di cui: ricerca esplorativa ^(c)		499	656	1.348
Capitale investito netto		17.937	20.206	18.590
ROACE <i>adjusted</i> (%)	(%)	22,7	32,4	37,5
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	(\$/bbl)	34,73	49,09	60,09
- Gas naturale	(\$/kmc)	137,58	158,94	187,25
- Idrocarburi	(\$/boe)	30,40	41,06	48,87
Produzioni				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.034	1.111	1.079
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	96	102	112
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.737	1.770
Riserve certe				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	4.008	3.773	3.481
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	522	498	480
- Idrocarburi	(milioni di boe)	7.218	6.837	6.436
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	12,1	10,8	10,0
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	105	23	65
Dipendenti a fine periodo	(numero)	7.477	8.030	8.336

(a) A partire dal 1° gennaio 2005 la società Tecnomare è rappresentata nel settore Exploration & Production (in precedenza era inclusa nell'aggregato "Altre attività").

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Include *bonus* esplorativi.

Acquisizione di asset in Congo

› Nel febbraio 2007 Eni ha definito con la società francese Maurel & Prom l'accordo per l'acquisito di asset esplorativi e produttivi situati nell'*onshore* del Congo. Il corrispettivo dell'operazione è di 1,4 miliardi di dollari. L'operazione si inquadra nella strategia di acquisizione di riserve e asset in Paesi di consolidata presenza dove l'applicazione delle proprie competenze e la disponibilità di *facility* consentono l'ottenimento di sinergie. La transazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità congolese

Risultati economici e finanziari

› L'utile netto *adjusted* di 7.279 milioni di euro è aumentato di 1.093 milioni di euro rispetto al 2005 (+17,7%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi di realizzo del petrolio e del gas e della crescita della produzione venduta, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'incremento dei costi di produzione e del *tax rate adjusted*.

› Il ROACE *adjusted* è pari al 37,5% nel 2006, in aumento rispetto al 2005 (32,4%)

› Nel 2006 il differenziale tra il prezzo di realizzo dei greggi *equity* e il prezzo del Brent è stato di -3,63 dollari/barile, in miglioramento rispetto al 2005 per effetto dell'apprezzamento sul mercato dei greggi angolani e della migliore valorizzazione del greggio kazako. I prezzi del gas naturale sono aumentati in tutte le aree riflettendo l'aumento dei prezzi del petrolio e dei prodotti

› Sono stati investiti 3,6 miliardi di euro nello sviluppo delle riserve di petrolio e gas, in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto ed Italia e 1,4 miliardi di euro (+106% rispetto al 2005) nella ricerca esplorativa in particolare in Angola, Egitto, Nigeria e nell'*offshore* della Norvegia e del Golfo del Messico

Produzione

› La produzione di idrocarburi è stata di 1,77 milioni di barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, in crescita dell'1,9% rispetto al 2005, nonostante gli effetti della perdita della produzione di Dación e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement (PSA)* e nei contratti di *buy-back*¹ dovuta all'aumento del prezzo del barile. Rispetto alle previsioni formulate nel corso dell'anno, assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile, è stato confermato il *target* di crescita del 3% rispetto al 2005

› La crescita produttiva dell'anno è dovuta agli importanti avvii/regimazioni di progetti gas in Libia (entrata a regime del giacimento Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project), Egitto (sviluppo riserve *offshore* delta del Nilo), Nigeria (treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny), Australia (fase gas di Bayu Undan) e Croazia, nonché alla crescita della produzione di petrolio in Angola e in Libia

› Nel medio termine Eni prevede un tasso di crescita della produzione di circa il 3% con l'obiettivo di superare i 2 milioni di boe/giorno nel 2010

(1) Per la definizione di PSA e di contratti di *buy-back* v. "Glossario".

Riserve certe di petrolio e gas

› Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 sono 6,44 miliardi di boe (-6% rispetto al 2005) determinate applicando la quotazione di fine esercizio di 58,925 dollari/barile, con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei PSA e nei contratti di *buy-back*, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale

› Nel medio termine il rimpiazzo delle riserve prodotte sarà sostenuto dal significativo potenziale minerario delle aree *core* di Eni del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale e dell'Africa Settentrionale

Esplorazione e rinnovo portafoglio minerario

› Sono state effettuate numerose scoperte di idrocarburi; le principali sono avvenute in Indonesia, Egitto, Kazakhstan, Norvegia, Nigeria, Regno Unito, Golfo del Messico, Italia, Angola e Congo. Complessivamente sono stati completati 68 pozzi esplorativi (35,9 in quota Eni), oltre a 26 pozzi *in progress* a fine esercizio, con un tasso di successo commerciale del 43% (49% in quota Eni)

› Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di *asset* sia in aree di presenza consolidata quali Angola, Alaska, Brasile, Congo, Egitto, Nigeria, Norvegia, Pakistan e Golfo del Messico, sia con l'ingresso in nuovi Paesi/aree a elevato potenziale quali Mali, Mozambico e Timor Est. La superficie complessiva acquisita si estende per circa 259 mila chilometri quadrati (152 mila in quota Eni, di cui il 99% in qualità di operatore)

Riserve**Governance delle Riserve**

I criteri di classificazione delle riserve certe e delle riserve certe sviluppate e non sviluppate adottati da Eni sono in linea con la normativa statunitense prevista dalla Regulation S-X Rule 4-10 della *Security and Exchange Commission (SEC)*.

Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. Nella valutazione si applicano i prezzi rilevati l'ultimo giorno dell'anno e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente; non si tiene conto di quelle legate a situazioni future. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste ne viene dato. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono soggette a revisioni in aumento o in diminuzione in dipendenza dell'acquisi-

zione di nuovi elementi conoscitivi. Eni promuove le riserve *unproved* di un giacimento a riserve certe quando sono soddisfatti tutti i criteri interni sia tecnici, sia economici/commerciali per il riconoscimento dello *status* di riserva certa.

Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza della produzione al totale delle riserve certe dell'area coperta dal contratto, tenuto conto della durata del titolo che normalmente coincide con la vita utile del giacimento. Le riserve certe relative ai contratti di *Production Sharing (Production Sharing Agreement - PSA)* sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (*Cost oil*) e della remunerazione fissata contrattualmente (*Profit oil*). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di *service* e di *buy-back*. In uno scenario di elevati prezzi del petrolio, la quantità di riserve attribuite per recuperare lo stesso ammontare di costi sostenuti dalla compagnia petrolifera si riduce.

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. La Direzione Riserve della Divisione Exploration & Production, alle dirette dipendenze del Direttore Generale, ha il compito di mantenere costantemente aggiornate le direttive per

la valutazione delle riserve e di presidiarne il processo di quantificazione. Le direttive sono state sottoposte all'esame di DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC; D&M ha attestato inoltre che le direttive che regolamentano situazioni per le quali le norme SEC sono meno specifiche sono state interpretate in modo ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni quantifica le riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

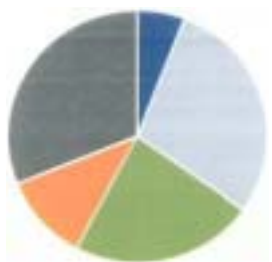
Il processo di valutazione delle riserve coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i *Local Reserves Evaluators (LRE)* che effettuano la valuta-

zione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni dell'unità locale; (iii) la Direzione Riserve che controlla in maniera indipendente rispetto alle unità operative la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e aggrega i dati su base *worldwide* calcolando le quote di spettanza Eni. In particolare, la Direzione Riserve ha, tra le altre, le seguenti principali responsabilità: assicura il processo di certificazione periodica delle riserve, effettua la valutazione economica delle riserve e mantiene costantemente aggiornate le direttive di valutazione e di classificazione.

Tutto il personale coinvolto nel processo di valutazione

**Riserve certe di petrolio e condensati
per area geografica a fine periodo**

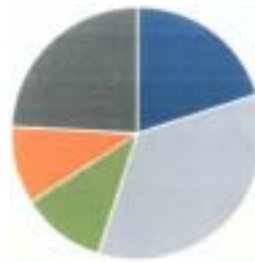
3.481 milioni di barili



■	6%	Italia
■	29%	Africa Settentrionale
■	23%	Africa Occidentale
■	11%	Mare del Nord
■	31%	Resto del mondo

**Riserve certe di gas naturale
per area geografica a fine periodo**

480 miliardi di metri cubi



■	20%	Italia
■	35%	Africa Settentrionale
■	11%	Africa Occidentale
■	10%	Mare del Nord
■	24%	Resto del mondo

possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale.

Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione² delle proprie riserve certe *equity* di idrocarburi. In particolare nel 2006 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 1,4 miliardi di boe, pari a circa il 21% delle riserve al 31 dicembre 2006.

Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne.

Nel triennio 2004-2006 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 76% del totale delle riserve certe.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nella nota n. 35 al bilancio consolidato – Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione – Riserve di petrolio e di gas naturale.

(2) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott.



Algeria: Impianto di produzione.

Evoluzione

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 sono 6.436 milioni di boe (petrolio e condensati 3.481 milioni di barili; gas naturale 2.955 milioni di boe). Le riserve sono localizzate in Italia (12% del totale); Africa Settentrionale (32% del totale; essenzialmente in Libia, Egitto e Algeria); Africa Occidentale (17% del totale; essenzialmente in Nigeria e Angola); Mare del Nord (11% del totale; Norvegia e Regno Unito) e nel Resto del Mondo (28% del totale; essenzialmente in Kazakhstan, Pakistan, Australia e Ecuador).

Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 53% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalente nel 2006 (48% nel 2005). Le riserve certe relative ai contratti di *service* e *buy-back* rappresentano il 2% delle riserve certe in barili di petrolio equivalente nel 2006 (2% nel 2005).

Nel 2006 le promozioni a riserve certe di 417 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (161 milioni di boe), in particolare Kazakhstan, Algeria, Egitto, Trinidad & Tobago e Libia; (ii) miglioramenti di recupero assistito (105 milioni di boe), in particolare

Egitto, Angola, Algeria, Kazakhstan e Nigeria; (iii) revisioni positive nette di precedenti stime di 151 milioni di boe risultanti da revisioni positive in Kazakhstan, Libia ed Egitto, parzialmente compensate da revisioni negative in Nigeria e Ecuador.

La risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato del Venezuela PDVSA del contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación ha determinato la riduzione delle riserve certe di 170 milioni di barili (v. Venezuela nel seguito).

Nel 2006 il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 65% (38% *all sources*, includendo cioè anche l'impatto della perdita delle riserve certe di Dación e le altre operazioni di portafoglio). La vita utile residua delle riserve è di 10 anni (10,8 al 31 dicembre 2005).

Considerando l'impatto degli elevati prezzi del petrolio sull'attribuzione delle riserve certe nei PSA e nei contratti di *buy-back* determinata sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio di 58,925 dollari/barile per il *marker* Brent, l'adozione di un prezzo normalizzato di 40 dollari/barile avrebbe comportato un tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe del 106% in media triennale.

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è la seguente:

	(milioni di boe)	
Riserve certe al 31 dicembre 2005	6.837	
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito	417	
Produzione	(646)	(229)
	6.608	
Operazioni di portafoglio	(2)	
Risoluzione da parte di PDVSA del contratto relativo alle attività minerarie del campo di Dación	(170)	
Riserve certe al 31 dicembre 2006	6.436	