

Consiglio di Amministrazione Eni



Roberto Poli
Presidente



Paolo Scaroni
Amministratore Delegato
e Direttore Generale

Lettera agli Azionisti

Il 2008 è stato un anno eccellente per Eni in termini sia economici, sia operativi.

Nonostante il deterioramento delle condizioni di mercato avvenuto negli ultimi quattro mesi dell'anno, abbiamo conseguito i nostri obiettivi facendo leva sulla solidità del nostro portafoglio di *business* che ci ha consentito una crescita tra le più elevate del settore e la distribuzione di 5,7 miliardi di euro agli azionisti.

Nel 2008 abbiamo acquisito Distrigas, conquistando una posizione strategica in Belgio, che è un paese chiave nel mercato europeo del gas per la collocazione geografica e l'elevata interconnessione con le reti di trasporto dell'Europa Centro-Settentrionale.

Inoltre nel 2008 Eni è stata riconosciuta come la compagnia con il più elevato indice di sostenibilità tra le società del settore *oil & gas* presenti nel Dow Jones Sustainability Index.

Nonostante le attuali incertezze e la volatilità del mercato dell'energia, confermiamo la nostra strategia volta al conseguimento di una crescita della produzione superiore alla media dei nostri *competitors* e al rafforzamento della *leadership* sul mercato europeo del gas. Continueremo a investire per la crescita di lungo termine, preservando al contempo la solidità finanziaria e remunerando i nostri azionisti con un *dividend yield* tra i più elevati del nostro settore.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto del 2008 è stato di 8,8 miliardi di euro. L'utile netto *adjusted* di 10,2 miliardi di euro è aumentato del 7,7% rispetto al 2007, per effetto del miglioramento

della *performance* operativa, parzialmente compensato dall'incremento del *tax rate*. La remunerazione del capitale investito (*ROACE*) è stata del 17,6%.

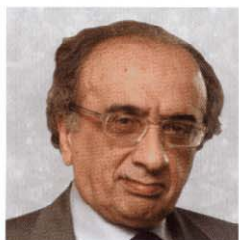
Il flusso di cassa netto da attività di esercizio al livello record di 21,8 miliardi di euro ha consentito di finanziare investimenti per 18,9 miliardi di euro, di cui 14,6 miliardi di euro destinati ai progetti di crescita organica, compresa l'esplorazione, e 4,3 miliardi di euro per le acquisizioni. A fine esercizio il *leverage* è pari a 0,38.

I risultati raggiunti nel 2008 ci consentono di proporre all'Assemblea degli Azionisti un dividendo di 1,30 euro per azione – di cui 0,65 euro già distribuiti nel settembre 2008 – in linea con il dividendo distribuito nel 2007.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La nostra strategia rimane la stessa e la crescita continua ad essere la priorità. Per realizzarla nel breve e lungo termine faremo leva sullo sviluppo del nostro portafoglio di progetti *upstream* di elevata qualità e sul rafforzamento della nostra *leadership* nel mercato europeo del gas. Nel prossimo quadriennio realizzeremo un programma di investimenti di 48,8 miliardi di euro, in leggera riduzione rispetto al piano quadriennale 2008-2011. Il *free cash flow* atteso ci consentirà di assicurare un *dividend yield* tra i più elevati del settore.

Nella Divisione **EXPLORATION & PRODUCTION** abbiamo realizzato un utile netto *adjusted* di 8 miliardi di euro, in aumento del 23,4% rispetto al 2007, per effetto della crescita produttiva e del miglioramento del *mix* in uno scenario prezzi favorevole, parzialmente assorbito dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e dai maggiori ammortamenti e costi operativi.



Alberto Clò
Consigliere



Paolo Andrea Colombo
Consigliere



Paolo Marchioni
Consigliere



Marco Reboa
Consigliere

La produzione di petrolio e gas naturale è stata di 1,797 milioni di boe/giorno, in aumento del 3,5% rispetto al 2007 con un prezzo medio di riferimento del Brent di 97 dollari/barile (+33,7% rispetto al 2007). Il tasso di crescita della produzione conseguito da Eni è stato il più elevato tra i nostri *competitors*. Escludendo l'effetto prezzo nei PSA, la produzione aumenta del 5,6%.

Abbiamo conseguito un tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve del 135%, corrispondente a una vita utile residua di 10 anni al 31 dicembre 2008 (in linea con il 2007). Inoltre grazie all'attività esplorativa, nel 2008 abbiamo incrementato la *resource base* Eni di oltre 1 miliardo di barili.

Il 31 ottobre 2008 Eni e i *partner* internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA hanno firmato l'accordo definitivo con le Autorità Kazakhe che implementa il nuovo *framework* contrattuale e di *governance* del progetto di sfruttamento del giacimento Kashagan. Nel nuovo modello operativo Eni, con la riduzione della quota al 16,81%, è confermata responsabile dell'esecuzione della fase 1 ("*Experimental Program*") e della parte *onshore* della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

Il 21 novembre 2008 Eni ha perfezionato l'acquisto della società First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria.

La nostra strategia per la Divisione Exploration & Production punta alla crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo di *asset* convenzionali e sulla qualità del portafoglio progetti, concentrati principalmente in tre aree con bassi costi di produzione (Africa, OECD, Asia centrale e Russia), dove la realizzazione di grandi progetti ci permette di beneficiare di economie di scala.

Intendiamo incrementare la produzione del 3,5% annuo nel quadriennio 2009-2012 e di continuare a crescere al 3% annuo nei tre anni successivi fino al 2015. Nel 2009 l'obiettivo è conseguire un livello produttivo superiore a 1,8 milioni di boe/giorno allo scenario di prezzo del Brent di 43 dollari/barile. Nel 2012 prevediamo un livello produttivo superiore a 2,05 milioni di boe/giorno assumendo lo scenario di prezzo del Brent pari a 55 dollari/barile.

Nel prossimo quadriennio la crescita sarà sostenuta dai nuovi avvisi con oltre 0,5 milioni di boe/giorno, di cui l'85% proveniente da progetti sostenibili anche con uno scenario di prezzo del Brent inferiore a 45 dollari/barile. La nostra strategia si fonda su programmi organici di sviluppo che assicureranno rimpiazzi delle riserve prodotte del 130%.

Nella Divisione **GAS & POWER** abbiamo consolidato la nostra posizione di *leadership* in Europa. Abbiamo conseguito un *free cash flow* di 1,9 miliardi di euro, confermando la capacità del settore di generare flussi di cassa stabili. I volumi di gas venduti hanno raggiunto i 104 miliardi di metri cubi con un incremento del 5,3% rispetto al 2007 (+5,27 miliardi di metri cubi), dovuto principalmente al contributo dell'acquisizione di Distrigas.

Nel 2008 l'utile netto *adjusted* di 2,65 miliardi di euro è diminuito del 9,7% rispetto al 2007 per effetto principalmente dell'indebolimento della *performance* operativa dovuta all'intensificarsi della pressione competitiva in particolare in Italia nel quarto trimestre parzialmente attenuata dalla crescita delle vendite internazionali.

Nell'ottobre 2008 con l'autorizzazione della Commissione Europea è stata perfezionata l'acquisizione dalla società francese Suez-Gaz de France della quota di mag-



Mario Resca
Consigliere



Pierluigi Scibetta
Consigliere



Francesco Taranto
Consigliere

gioranza del 57,243% nella società Distrigas NV. In base al via libera ottenuto il 30 dicembre 2008 dalle Autorità di borsa belghe, Eni ha dato corso all'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas.

La nostra strategia sarà focalizzata sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo del gas naturale, facendo leva sui nostri vantaggi competitivi assicurati dal nostro ampio e diversificato portafoglio di contratti di approvvigionamento di gas, dall'accesso al sistema di infrastrutture e da un ampio portafoglio di clienti. Intendiamo conseguire un volume di vendita di gas di 124 miliardi di metri cubi nel 2012 con un tasso di crescita medio annuo delle vendite internazionali del 7%, nonostante il ridimensionamento delle nostre previsioni di crescita della domanda gas in Europa.

La Divisione **REFINING & MARKETING** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 510 milioni di euro con un aumento del 59,9% rispetto al 2007 per effetto del miglioramento della *performance* operativa e dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto, parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte. Il miglioramento riflette in particolare la crescita dei margini sia dell'attività di raffinazione sia del commerciale Italia. La buona *performance* dell'attività commerciale ha fatto leva anche sull'incremento della quota di mercato che ha beneficiato delle efficaci azioni di *marketing* attuate.

La nostra strategia nel settore Refining & Marketing si focalizzerà sul rafforzamento selettivo del sistema di raffinazione, sull'incremento degli standard qualitativi nell'offerta commerciale e su azioni di recupero di efficienza operativa. Complessivamente, prevediamo di realizzare una crescita di 400 milioni di euro dell'EBIT al 2012, a scenario costante. Nell'attività di raffinazione prevediamo di aumentare il

grado di conversione degli impianti al 65% e di ottenere una resa in distillati medi del 45%, più del doppio della resa in benzina. Nel corso del 2009 è prevista l'entrata in esercizio di tre nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro, Taranto e Bayern Oil.

Nel *Marketing* puntiamo ad incrementare la quota di mercato in Italia al 32% facendo leva sui programmi di fidelizzazione e sviluppando il *business non-oil*. All'estero, puntando sui vantaggi competitivi derivanti dalle sinergie nel *supply*, dalla logistica e dalla notorietà del nostro marchio, ci focalizzeremo in particolare sui mercati di Germania, Svizzera e Austria.

La Divisione **INGEGNERIA & COSTRUZIONI**, ha conseguito un utile netto *adjusted* di 784 milioni di euro con un aumento del 19,1% rispetto al 2007 per effetto della migliore *performance* operativa conseguita grazie ad una maggiore efficienza ed a favorevoli condizioni di mercato. Saipem sta completando l'espansione della propria flotta di mezzi di costruzione e di perforazione di classe mondiale, consolidando la sua *leadership* nelle attività di *project management*, ingegneria e costruzioni nel settore dei servizi all'industria petrolifera.

La **PETROLCHIMICA** ha riportato una perdita sia a livello di utile operativo *adjusted* sia di utile netto *adjusted* (rispettivamente -375 e -306 milioni di euro) dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera nei primi tre trimestri dell'anno e alla brusca flessione della domanda nell'ultimo trimestre.

La nostra strategia è di preservare la redditività anche in uno scenario sfavorevole. Per realizzarla, miglioreremo l'efficienza, specialmente nei nostri *steam crackers*, e faremo investimenti in modo selettivo nelle aree in cui abbiamo vantaggi competitivi (stirenici ed elastomeri), facendo inoltre leva sulle nostre tecnologie proprietarie.

Il programma di **efficienza** lanciato nel 2006 ci ha consentito di realizzare una riduzione di costi di quasi 1 miliardo di euro alla fine del 2008. Prevediamo di conseguire ulteriori riduzioni di costi di un miliardo di euro entro il 2012, portando a circa 2 miliardi di euro il risparmio complessivo al 2012 in termini reali rispetto all'anno di riferimento 2005.

Inoltre il 12 febbraio 2009 abbiamo deciso la ristrutturazione dei nostri *business* regolati in Italia con la vendita delle nostre attività regolate nella distribuzione e nello stoccaggio di gas a Snam Rete Gas. Attraverso questa operazione nasce uno dei maggiori operatori in Europa nel settore delle attività regolate del gas, che ci permetterà di realizzare rilevanti sinergie e di far emergere il valore di questi *asset* nell'interesse dei nostri azionisti.

Sviluppo sostenibile

Siamo molto soddisfatti di aver conseguito il più elevato indice di sostenibilità tra le società del settore *oil & gas*. Dedicheremo i nostri sforzi al miglioramento della sostenibilità delle nostre attività facendo leva sull'impegno nella ricerca e innovazione, lo sviluppo delle comunità locali, la tutela dell'ambiente e la promozione di più elevati

standard di salute e sicurezza. Nella gestione dell'impresa e nei rapporti con i *partner* avremo sempre come priorità la difesa e la promozione dei diritti umani.

Eni conferma il suo impegno nel campo della **ricerca** e dell'**innovazione**. Ci focalizzeremo nello sviluppo di tecnologie innovative a sostegno delle attività del nostro *core business*, facendo leva sulle applicazioni industriali delle nostre tecnologie proprietarie e ampliando le attività nel campo delle energie rinnovabili, anche con accordi di collaborazione con prestigiose istituzioni accademiche e di ricerca.

Le persone sono il nostro patrimonio più importante. Nella gestione delle **risorse umane** intendiamo realizzare programmi per migliorare le capacità di *leadership*, sviluppare la conoscenza del *business* e promuovere lo sviluppo internazionale.

In conclusione, il 2008 è stato un altro anno positivo per Eni. L'industria del petrolio è indubbiamente alle prese con uno scenario incerto, ciò nonostante Eni è ben posizionata per continuare a creare valore sostenibile per i nostri azionisti nel breve e nel lungo termine.

13 marzo 2009



Il Presidente

Per il Consiglio di Amministrazione



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, Paolo Andrea Colombo, Paolo Marchioni,
Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta,
Francesco Taranto

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production

Claudio Descalzi⁽⁴⁾

Divisione Gas & Power

Domenico Dispenza⁽⁵⁾

Divisione Refining & Marketing

Angelo Caridi⁽⁶⁾

COLLEGIO SINDACALE⁽⁷⁾

Presidente

Ugo Marinelli

Sindaci effettivi

Roberto Ferranti, Luigi Mandolesi,

Tiziano Onesti, Giorgio Silva

Sindaci supplenti

Francesco Bilotti, Pietro Alberico Mazzola

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

(1) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.

(2) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008.

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione l'11 giugno 2008.

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 luglio 2008.

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

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 3 agosto 2007.

(7) Nominato dall'Assemblea il 10 giugno 2008 per tre esercizi, con scadenza all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010.

(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 24 maggio 2007 per il triennio 2007-2009.

Exploration & Production



Principali indicatori di performance		2006	2007	2008
Ricavi ^(a)	(milioni di euro)	27.173	27.278	33.318
Utile operativo		15.580	13.788	16.415
Utile operativo <i>adjusted</i> ^(b)		15.763	14.051	17.416
<i>Exploration & Production</i>		15.518	13.785	17.233
<i>Stoccaggi Gas Italia</i>		245	266	183
Utile netto <i>adjusted</i>		7.279	6.491	8.008
Investimenti tecnici		5.203	6.625	9.545
di cui: <i>ricerca esplorativa</i> ^(c)		1.348	1.659	1.918
<i>stoccaggio</i>		40	145	264
Capitale investito netto <i>adjusted</i> a fine periodo		18.590	24.643	31.302
ROACE <i>adjusted</i>	(%)	37,5	30,0	28,6
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	(\$/bbl)	60,09	67,70	84,05
- Gas naturale	(\$/kmc)	187,25	191,37	282,82
- Idrocarburi	(\$/boe)	48,87	53,17	68,13
Produzioni ^(d)				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.079	1.020	1.026
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	112	116	125
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.770	1.736	1.797
Riserve certe ^{(d)(e)}				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.481	3.219	3.335
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	480	512	531
- Idrocarburi	(milioni di boe)	6.436	6.370	6.600
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,0	10,0	10,0
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> delle riserve a criteri SEC ^(f)	(%)	38	38	136
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> delle riserve comprese entità <i>all equity</i> ^(e)	(%)	38	90	135
Dipendenti a fine periodo	(numero)	8.336	9.334	11.194

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Dall'esercizio 2008 l'utile operativo *adjusted* di settore è dettagliato nelle aree di *business* "Exploration & Production" e "Stoccaggi Gas Italia"; coerentemente sono riclassificati i dettagli per aree di *business* dei periodi di confronto.

(c) Include *bonus* esplorativi.

(d) Include la quota Eni delle *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(e) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% nel 2007, assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione d'acquisto del 51% attribuita a Gazprom. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse.

(f) Determinato solo per le società consolidate.

Accordo definitivo sul progetto di Kashagan

› Il 31 ottobre 2008 i *partner* del consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) e le Autorità Kazakhe hanno firmato l'accordo definitivo che implementa il nuovo *framework* contrattuale e di *governance* del progetto di sfruttamento del giacimento Kashagan sulla base del *Memorandum of Understanding* del 14 gennaio 2008. Il *first oil* è atteso a fine 2012. Il *plateau* produttivo di fase 1 (*Experimental Program*) è stimato a 300 mila barili/giorno, con una capacità produttiva installata a completamento della fase 1 di 370 mila barili/giorno nel 2014. La capacità produttiva della fase 1 aumenterà infine a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che verrà resa disponibile con l'avvio degli impianti *offshore* della fase 2 dello sviluppo.

Portafoglio

› È stato perfezionato l'accordo con la società inglese Tullow Oil Limited per l'acquisizione della quota del 52% e dell'*operatorship* dei giacimenti della Hewett Unit nel Mare del Nord e relative infrastrutture, in prossimità del gasdotto Interconnector. L'obiettivo è di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio della capacità di 5 miliardi di metri cubi a supporto della modulazione stagionale della domanda di gas in Regno Unito.

› È stata perfezionata l'acquisizione delle totalità delle azioni ordinarie della società canadese First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'acquisizione attribuisce alla società un valore di circa 605 milioni di euro. L'avvio della produzione è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 30 mila barili di petrolio equivalente (boe)/giorno (quota Eni) entro il 2012.

› È stato perfezionato con effetti economici dal 1° gennaio 2008 l'accordo minerario strategico definito nell'ottobre 2007 tra Eni e la società petrolifera di Stato NOC che, tra l'altro, estende la durata dei titoli minerari Eni in Libia fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas, e pone le basi per la realizzazione di importanti progetti di valorizzazione delle riserve gas del Paese.

› È stata completata l'acquisizione della compagnia britannica indipendente Burren Energy Plc, per un valore complessivo di circa 2,4 miliardi di euro (di cui 0,6 miliardi per l'acquisto di azioni nel 2007). Nel 2008 gli asset Burren hanno prodotto 25 mila barili/giorno in Congo e in Turkmenistan. A seguito dell'operazione, è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Limited (Eni 47,18%).

› Sono stati ottenuti permessi esplorativi in Angola, Algeria, Alaska, Gabon, Golfo del Messico, Indonesia, Norvegia, e Regno Unito. La superficie acquisita si estende per 57.361 chilometri quadrati in quota Eni, di cui il 99% in qualità di operatore.

Partnership Agreement

Nel 2008 è continuato il costante impegno di Eni nella definizione di *partnership* strategiche, con l'applicazione del "Modello di cooperazione Eni" che integra al *business* tradizionale dell'esplorazione e produzione di idrocarburi, le azioni di sostenibilità sul territorio:

› È stato definito un accordo di cooperazione con la Repubblica del Congo per l'estrazione di olio non convenzionale dai depositi di sabbie bituminose di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola della superficie di circa 1.790 chilometri quadrati che in base a stime preliminari contengono rilevanti quantità di risorse. Eni intende valorizzare tali risorse attraverso la tecnologia proprietaria EST (*Eni Slurry Technology*) in grado di convertire completamente il barile pesante in prodotti leggeri di elevata qualità. L'accordo comprende anche la realizzazione, entro il 2009, di una centrale elettrica da 450 MW (Eni 20%) alimentata con il gas associato del campo di M'Boundi e la collaborazione nella produzione di bio-diesel.

› È stato firmato un *Memorandum of Understanding* con la società Sonangol per la definizione di un modello integrato di cooperazione e sviluppo industriale in Angola. I principali termini dell'accordo riguardano lo sviluppo di attività petrolifere *onshore* e la realizzazione di infrastrutture energetiche nel Paese attraverso la valorizzazione del gas associato, nonché la collaborazione nella produzione di bio-carburanti.

› È stato rinnovato il *Memorandum of Understanding* con la società petrolifera brasiliana Petrobras per lo sviluppo di progetti congiunti nella produzione e raffinazione di petrolio, produzione e commercializzazione di bio-carburanti e lo studio delle possibili opzioni per la valorizzazione delle riserve di gas naturale scoperte da Eni nell'*offshore* del Brasile.

› Sono state definite nuove *partnership* strategiche con la società di Stato Venezuelana PDVSA. Gli accordi prevedono: la definizione di un piano di sviluppo di un'area petrolifera nella Faja dell'Orinoco, che in base a stime preliminari contiene grandi riserve di olio pesante; l'esplorazione e lo sviluppo di due aree nel Mar dei Caraibi con risorse a gas che saranno eventualmente valorizzate attraverso un progetto GNL.

- › È stato definito un accordo con la società di stato Qatar Petroleum International per l'individuazione di opportunità congiunte di investimento nell'esplorazione e sviluppo degli idrocarburi.
- › È stato firmato un *Partnership Agreement* con lo Stato di Papua Nuova Guinea per l'avvio di un programma esplorativo e di identificazione di opportunità di sviluppo di progetti *oil & gas* nel Paese. Inoltre l'accordo prevede il lancio di progetti anche nel campo della generazione elettrica e nelle energie alternative e rinnovabili.
- › È stato firmato un *Memorandum of Understanding* con la società di Stato colombiana Ecopetrol per l'individuazione di opportunità congiunte di investimento in iniziative esplorative.

Risultati finanziari

- › L'utile netto *adjusted* di 8.008 milioni di euro è aumentato di 1.517 milioni di euro rispetto al 2007 (+23,4%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa dovuto all'aumento dei prezzi di realizzo in dollari e all'incremento della produzione venduta, parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi e ammortamenti.
- › Il *ROACE adjusted* è pari al 28,6% nel 2008 (30% nel 2007).
- › I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono aumentati in media del 28,1% rispetto al 2007, per effetto dell'andamento eccezionalmente positivo delle quotazioni del *marker* Brent fino a tutto settembre.

Produzione

- › Nel 2008 la produzione di idrocarburi ha raggiunto il livello *record* di 1,797 milioni di boe/giorno, in aumento del 3,5% rispetto al 2007, per effetto del contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 e nel 2008 nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan e dell'avvio dei giacimenti in Angola, Congo, Egitto, Pakistan e Venezuela. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 37 mila boe/giorno nei PSA e in schemi contrattuali similari. Escludendo tale effetto la produzione aumenta del 5,6%.
- › Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio del 3,5% con l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di boe/giorno nel 2012 a scenario Eni, con un prezzo del Brent di 55 dollari/barile, facendo leva sulla crescita organica nelle aree *core* dell'Africa, Asia centrale e Russia.

Riserve

- › Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2008 determinate sulla base del prezzo di fine esercizio di 36,55 dollari/barile per il *marker* Brent, ammontano a 6,6 miliardi di boe (+3,6% rispetto al 2007) e includono la quota del 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60%, assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 135% (136% a criteri SEC, considerando solo le società consolidate) corrispondente a una vita utile residua di 10 anni (10 anni al 31 dicembre 2007). Escludendo l'effetto prezzo il tasso di rimpiazzo sarebbe pari all'83%.
- › Nel medio termine Eni intende conseguire un tasso di rimpiazzo delle riserve prodotte del 130% allo scenario di prezzo di lungo termine di 57 dollari/barile, facendo leva sulla valorizzazione degli *asset core* di Eni del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale, dell'Africa Settentrionale e del Golfo del Messico e delle nuove aree a elevato potenziale.

Investimenti di esplorazione e sviluppo

- › Nel 2008 sono stati investiti 1.918 milioni di euro (+15,6% rispetto al 2007) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa nelle aree di consolidata presenza con il completamento di 111 nuovi pozzi esplorativi (58,4 in quota Eni), oltre a 21 pozzi in *progress* a fine esercizio (12 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 36,5% (43,4% in quota Eni). Le principali scoperte sono state registrate in Angola, Australia, Congo, Croazia, Egitto, Golfo del Messico, Italia, Libia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Regno Unito e Tunisia.
- › Sono stati investiti 6.429 milioni di euro (+38,5% rispetto al 2007) nello sviluppo delle riserve di petrolio e gas, in particolare nel Golfo del Messico, Kazakhstan, Italia, Nigeria, Egitto, Australia e Congo.

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). Per quanto riguarda le riserve non certe (riserve possibili e riserve probabili) e le risorse petrolifere (risorse *contingent*), il modello di valutazione Eni è conforme agli standard internazionali di settore elaborati dalla Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Congress e American Association of Petroleum Geologist.

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. I prezzi a criteri SEC utilizzati per la valutazione degli idrocarburi liquidi derivano dall'ultima rilevazione ufficiale disponibile a fine anno pubblicata da Platt's Marketwire, mentre per il gas i prezzi derivano dall'applicazione delle formule contrattuali in essere a fine anno, utilizzando i *benchmark* di riferimento. I prezzi sono mantenuti costanti e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente. 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'acquisizione 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. 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. Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di mantenere costantemente aggiornate le direttive per la valutazione delle riserve e di presidiare 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 valutazione 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 e i *Division Reserve Evaluators* (DRE) che effettuano il controllo delle valutazioni dell'unità locale; (iii) il Dipartimento Riserve che controlla in maniera indipendente rispetto alle unità operative la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve, aggrega i dati su base *worldwide* ed effettua, con il supporto della Direzione Amministrativa, la valutazione economica delle riserve per calcolare le quote di spettanza Eni. In particolare, il Dipartimento Riserve ha, tra le altre, le seguenti principali responsabilità: assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve e mantenere costantemente aggiornate le direttive di valutazione e di classificazione. Tutto il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. Inoltre la qualifica professionale dei *Reserve Evaluator* è conforme agli *standard* internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Dal 1991 la valutazione¹ delle riserve certe di Eni è eseguita a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti tra i più qualificati sul mercato. Nella preparazione dei loro rapporti, essi basano la valutazione su dati e informazioni forniti da Eni non oggetto di una verifica indipendente, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni accettate dai valutatori nella modalità rappresentata. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le

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

registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione del valore economico delle riserve rappresentato dal *Net Present Value* sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Conseguentemente, l'attività svolta dagli ingegneri petroliferi indipendenti costituisce una valutazione delle riserve Eni di confronto con quella effettuata internamente. La circostanza che le valutazioni indipendenti confermano nella grande maggioranza dei casi le determinazioni delle riserve effettuate da Eni, conforta il *management* sul fatto che l'iscrizione a libro delle riserve certe avviene in conformità alla normativa applicabile e che esiste la ragionevole certezza che tali riserve possano essere prodotte in futuro. Nei casi in cui la valutazione degli ingegneri indipendenti risulti inferiore alle determinazioni interne, Eni rivede le proprie stime sulla base delle indicazioni fornite dai certificatori indipendenti.

In particolare nel 2008 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 1,5 miliardi di boe, pari a circa il 22% delle riserve al 31 dicembre 2008 (calcolate considerando il 60% delle riserve degli *asset* russi). Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne.

Nel triennio 2006-2008 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 77% del totale delle riserve certe.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nella sezione "Informazioni supplementari sull'attività *Oil & Gas* previste dalla SEC – Riserve di petrolio e di gas naturale".

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto. Per quanto riguarda le società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e valutate all'*equity*, le riserve certe sono rappresentate al 30% assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. In base a tale assunzione, l'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in <i>joint venture</i> e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2007	6.010	360	6.370
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	510	4	514
Effetto prezzo	340	2	342
Promozioni nette	850	6	856
Acquisizioni	91		91
Cessioni	(59)		(59)
Produzione	(650)	(8)	(658)
Riserve certe pro-forma al 31 dicembre 2008	6.242	358	6.600
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> (%)	136	75	135
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> escluso l'effetto prezzo (%)	83	75	83

Nel 2008 le promozioni nette a riserve certe (856 milioni di boe) sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime nette (+751 milioni di boe) dovute in parte all'effetto prezzo stimato in 342 milioni di boe legati all'*entitlement* da PSA determinato sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio 2008 di 36,55 dollari/barile per il *marker* Brent rispetto a 96,02 dollari a fine 2007, al netto di revisioni legate a produzioni marginali di campi maturi. Le revisioni hanno riguardato in particolare Angola, Kazakhstan e Libia; (ii) nuove scoperte ed estensioni (+71 milioni di boe), in particolare in Angola, Egitto,

Nigeria, Norvegia e Stati Uniti; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+34 milioni di boe) in particolare in Algeria, Angola, Congo e Libia.

Le acquisizioni (91 milioni di boe) si riferiscono essenzialmente agli *asset* Burren acquisiti in particolare in Congo, Turkmenistan e India. Le cessioni (-59 milioni di boe) riguardano il trasferimento alla società di stato Kazakha KazMunayGas della quota di partecipazione dell'1,71% nel progetto Kashagan, in base agli accordi perfezionati in ottobre.

Nel 2008 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve

certe² è stato del 135% (136% a criteri SEC, considerando solo le società consolidate) corrispondente a una vita utile residua delle riserve di 10 anni (10 anni al 31 dicembre 2007). Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo *all sources* sarebbe pari all'83%.

Considerando le riserve delle società russe del gas ex-Yukos sulla base dell'attuale quota di partecipazione (60%), le riserve certe al 31 dicembre 2008 sono pari a 6.908 milioni di boe corrispondenti a una vita utile residua di 10,5 anni.

Riserve certe di idrocarburi pro-forma

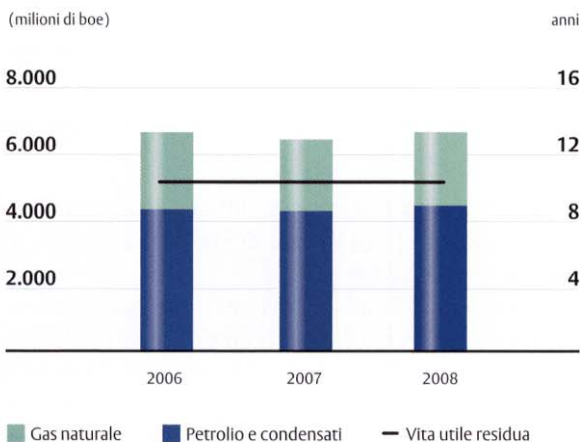
		Società consolidate						Totale società in <i>joint venture</i> e collegate	Totale
		Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio ^(b)	Resto del mondo		
2006									
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	215	982	786	386	893	195	3.457	24 3.481
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	96	169	54	48	53	58	478	2 480
Idrocarburi	(milioni di boe)	805	2.018	1.122	682	1.219	554	6.400	36 6.436
2007 ^(a)									
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	215	878	725	345	753	211	3.127	92 3.219
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	87	162	60	44	50	65	468	44 512
Idrocarburi	(milioni di boe)	747	1.879	1.095	617	1.061	611	6.010	360 6.370
2008 ^(a)									
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	186	823	783	276	939	236	3.243	92 3.335
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	81	179	59	38	69	62	488	43 531
Idrocarburi	(milioni di boe)	681	1.922	1.146	510	1.363	620	6.242	358 6.600

Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc = 0,00615 barili di petrolio.

(a) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% nel 2007, assumendo l'avvenuto esercizio dell'opzione d'acquisto del 51% attribuita a Gazprom. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse.

(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state calcolate considerando un *working interest* Eni di 16,81% al 31 dicembre 2008 e 18,52% negli anni precedenti.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Libia – Impianto di trattamento e compressione gas di Mellitah.

(2) Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal *management* per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle *performance* produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Al 31 dicembre 2008 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.244 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 39 Paesi

dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 415.494 chilometri quadrati (394.490 al 31 dicembre 2007), di cui 39.244 relativi a permessi di sviluppo (37.642 al 31 dicembre 2007). All'estero la superficie complessiva in quota Eni (395.085

Principali aree di esplorazione e sviluppo

	31 dicembre 2007	31 dicembre 2008			
	Sup. lorda di esplorazione e di sviluppo ^(a)	Sup. lorda di esplorazione e di sviluppo ^(a)	Sup. netta di esplorazione e di sviluppo ^(a)	Sup. netta di sviluppo ^(a)	Numero titoli
Italia	25.991	25.522	20.409	11.961	159
Estero	731.292	732.976	395.085	27.283	1.085
Africa Settentrionale					
Algeria	11.432	2.921	909	909	34
Egitto	24.443	26.335	9.741	2.549	59
Libia	37.749	36.375	18.164	994	13
Mali	193.200	193.200	128.801		5
Tunisia	6.464	6.464	2.274	1.558	11
	273.288	265.295	159.889	6.010	122
Africa Occidentale					
Angola	20.527	20.492	3.323	1.397	55
Congo	11.099	15.655	8.244	1.009	26
Gabon		7.615	7.615		6
Nigeria	44.049	44.049	8.574	6.533	50
	75.675	87.811	27.756	8.939	137
Mare del Nord					
Norvegia	15.335	11.771	3.861	123	50
Regno Unito	5.445	5.207	1.450	898	91
	20.780	16.978	5.311	1.021	141
Area Caspio					
Kazakhstan	4.933	4.933	880	453	6
Turkmenistan		200	200	200	1
	4.933	5.133	1.080	653	7
Resto del mondo					
Arabia Saudita	51.687	51.687	25.844		1
Australia	62.510	60.486	29.520	891	18
Brasile	2.920	1.389	1.389		2
Cina	632	899	192	103	3
Croazia	1.975	1.975	988	988	2
Ecuador	2.000	2.000	2.000	2.000	1
India	24.425	24.425	9.091		3
Indonesia	27.999	28.605	17.316	1.064	11
Iran	1.456	1.456	820	820	4
Pakistan	38.426	35.938	18.855	601	21
Russia	5.126	6.636	3.891	1.983	5
Stati Uniti	10.619	11.478	6.648	882	575
Timor Est	12.224	12.224	9.779		5
Trinidad e Tobago	382	382	66	66	1
Venezuela	1.556	1.556	614	145	3
Yemen		3.911	3.598		1
	243.937	245.047	130.611	9.543	656
Altri Paesi	6.311	6.311	1.363	1.117	9
Altri Paesi con sola attività esplorativa	106.368	106.401	69.075		13
Totale	757.283	758.498	415.494	39.244	1.244

(a) Chilometri quadrati.

chilometri quadrati) è aumentata di 21.258 chilometri quadrati per effetto essenzialmente dell'acquisizione di Burren Energy Plc consistente in 9.569 chilometri quadrati di superficie netta di esplorazione e sviluppo (principalmente in Turkmenistan, Yemen, Congo ed Egitto) e dall'aumento della quota in Mali, solo parzialmente compensata dalla revisione contrattuale in Libia. Inoltre nuovi permessi esplorativi sono stati ottenuti in Angola, Algeria, Alaska, Golfo del Messico, Gabon, Indonesia, Norvegia e Regno Unito per una superficie complessiva di 57.361 chilometri quadrati (in quota Eni, di cui il 99% in qualità di operatore). In Italia la superficie complessiva in quota Eni (20.409 chilometri quadrati) è diminuita di 255 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel 2008 sono stati ultimati 111 nuovi pozzi esplorativi (58,4 in quota Eni), a fronte degli 81 (43,5 in quota Eni) del 2007. Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 36,5% (43,4% in quota Eni) a fronte del 40% (38% in quota Eni) del 2007.

Produzione

La produzione di idrocarburi del 2008 si attesta sul livello *record* di 1.797 mila boe/giorno, in aumento di 61 mila boe/giorno rispetto al 2007, pari al 3,5%, per effetto del contributo degli asset acquisiti nel Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan (+62 mila boe/giorno) e della crescita organica registrata in Angola, Congo, Egitto, Pakistan e Venezuela. Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dal declino produttivo di giacimenti maturi, dall'impatto complessivo di fermate e inconvenienti tecnici nel Mare del Nord, nonché dall'interruzione delle produzioni nel Golfo del Messico a cau-

sa degli uragani (-11 mila boe/giorno). Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori attribuzioni di produzione di circa 37 mila boe/giorno nei PSA e in schemi contrattuali simili. Escludendo tale effetto la produzione aumenta del 5,6%. La quota di produzione estera è stata dell'89% (88% nel 2007).

La produzione di petrolio (1.026 mila barili/giorno) è in lieve crescita rispetto al 2007 (+0,6%) essenzialmente in: (i) Golfo del Messico, Congo e Turkmenistan, per il contributo degli asset acquisiti; (ii) Angola, per gli avvisi dei giacimenti Mondo e Saxi/Batuque nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 15 (Eni 20%); (iii) Venezuela, per l'avvio del giacimento Corocoro (Eni 26%). Le principali riduzioni sono state registrate nel Mare del Nord e in Italia a causa di fermate e declini produttivi, nonché dall'effetto prezzo negativo nei contratti di PSA e schemi simili.

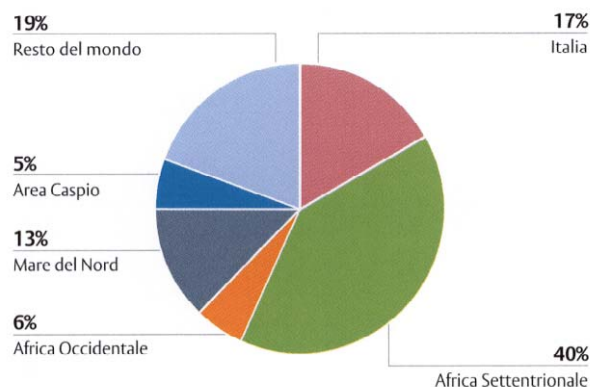
La produzione di gas naturale (125 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 9 milioni di metri cubi/giorno, pari al 7,8%, essenzialmente nel Golfo del Messico, per effetto delle acquisizioni, e Pakistan, per la crescita del giacimento Zamzama (Eni 17,25%) e per lo *start-up* di Bahdra (Eni 40%). Le principali riduzioni sono state registrate in Italia e Regno Unito per il declino dei giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 632 milioni di boe. La differenza di 25,5 milioni di boe rispetto alla produzione di 657,5 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (17,9 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (370,2 milioni di barili) è stata destinata per circa il 53% al settore Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (42,6 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 32% al settore Gas & Power.

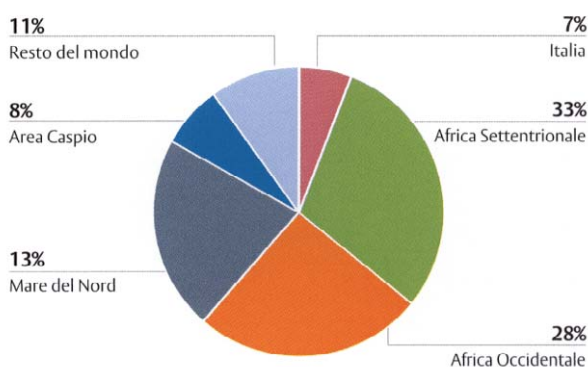
Produzione di gas naturale per area geografica

125 milioni di metri cubi



Produzione di petrolio e condensati per area geografica

1.026 migliaia di barili/giorno



Produzione giornaliera di idrocarburi ^{(a)(b)}

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Variazione	
										ass.	%
	2006			2007			2008			2008 vs 2007	
Italia	79	25,7	238	75	22,4	212	68	21,2	199	(13)	(6,1)
Africa Settentrionale	329	36,8	555	337	41,7	594	338	49,9	645	51	8,6
Egitto	85	23,0	227	97	23,0	238	98	23,2	240	2	0,8
Libia	144	12,8	222	142	17,8	252	147	25,7	306	54	21,4
Algeria	88	0,6	91	85	0,5	88	80	0,5	83	(5)	(5,7)
Tunisia	12	0,4	15	13	0,4	16	13	0,5	16		
Africa Occidentale	322	8,0	372	280	7,8	327	289	7,4	335	8	2,4
Nigeria	106	7,0	149	81	6,7	122	84	6,2	122		
Angola	151	0,7	156	132	0,7	136	121	0,8	126	(10)	(7,4)
Congo	65	0,3	67	67	0,3	69	84	0,4	87	18	26,1
Mare del Nord	178	16,9	282	157	16,8	261	140	15,8	237	(24)	(9,2)
Norvegia	98	6,9	140	90	7,7	137	83	7,5	129	(8)	(5,8)
Regno Unito	80	10,0	142	67	9,2	124	57	8,3	108	(16)	(12,9)
Area Caspio	64	6,4	103	70	6,7	112	81	6,9	123	11	9,8
Kazakhstan	64	6,4	103	70	6,7	112	69	6,9	111	(1)	(0,9)
Turkmenistan							12		12	12	..
Resto del mondo	107	18,4	220	101	21,1	230	110	24,1	258	28	12,2
Australia	18	1,4	26	11	1,2	18	10	1,2	17	(1)	(5,6)
Cina	6	0,3	8	6	0,3	8	6	0,3	8		
Croazia		1,9	12		1,5	9		2,0	12	3	33,3
Ecuador	15		15	16		16	16		16		
Indonesia	2	3,3	23	2	3,0	20	2	2,8	20		
Iran	29		29	26		26	28		28	2	7,7
Pakistan	1	8,2	51	1	8,3	52	1	8,9	56	4	7,7
Russia				2		2				(2)	..
Stati Uniti	21	1,8	32	37	5,1	69	42	7,3	87	18	26,1
Trinidad e Tobago		1,5	9		1,7	10		1,6	9	(1)	(10,0)
Venezuela	15		15				5		5	5	..
Totale	1.079	112,3	1.770	1.020	116,5	1.736	1.026	125,3	1.797	61	3,5

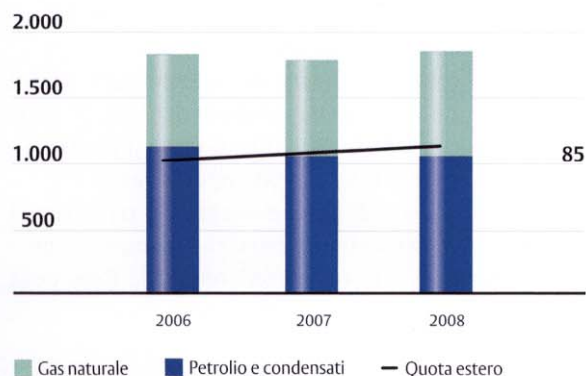
(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8, 8,4 e 8,1 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2008, 2007 e 2006).

(b) Include la quota tni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero

(migliaia di boe/giorno)

%



Norvegia (Mare del Nord) - giacimento di Ekofisk

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Per l'attività esplorativa, nel 2008 Eni ha acquisito, tramite gara internazionale, l'*operatorship* del permesso di Kerzaz (Blocco 319a-321a), che si estende per 16.000 chilometri quadrati. Si prevede l'avvio degli studi già nel corso del 2009. È stato sottoposto alle autorità competenti il piano di sviluppo della scoperta BBKS nel Blocco 404a (Eni 12,25%)

Nel novembre 2008 Eni ha completato l'acquisizione della società canadese First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria, per un importo pari a circa 923 milioni di dollari canadesi (pari a 605 milioni di euro). La società è operatore del Blocco 405b con una quota del 75%. L'avvio della produzione è previsto nel 2011 con il raggiungimento di un *plateau* produttivo di circa 30 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2012.

I principali progetti di sviluppo di Eni, in fase di realizzazione nel paese, sono: (a) Rom Integrated. Il progetto prevede lo sviluppo integrato dei campi di ROM, ZEA (Blocco 403a) e ROM Nord attraverso un impianto di trattamento comune che sarà completato nel 2012. La produzione attuale di circa 14 mila boe/giorno è prevista in crescita fino al raggiungimento di circa 32 mila boe/giorno nel 2012. Nel corso del 2008 è stato firmato da Eni e Sonatrach un accordo quadro che fissa le basi contrattuali per il progetto ed estende di ulteriori 10 anni i permessi di sviluppo Rhourde Messaoud e Zemlet Adreg e di 5 anni il permesso di Bir Rebaa North; (b) El Merk Synergy (Eni 12,25%). Nel 2008 si è conclusa la gara internazionale per l'assegnazione dei sette contratti EPC per la realizzazione del progetto. Si prevede la realizzazione nel Blocco 404/208 di un impianto di trattamento centralizzato e di tutte le *facility* ad esso connesse, per la messa in produzione di quattro nuovi campi situati nei Blocchi 208/405a. L'impianto, il cui *start-up* è previsto nel primo trimestre 2012, garantirà una capacità di circa 11 mila boe/giorno in quota Eni.

La nuova legge sugli idrocarburi n. 05 del 2007, ha introdotto un aggravio fiscale per Sonatrach che ha richiesto di ristabilire l'equilibrio economico di alcuni PSA. Eni ha finalizzato un accordo per il Blocco 403, mentre le rinegoziazioni sono in corso per i Blocchi in produzione 401a/402a (Eni 55%) e il Blocco 208 (Eni 12,25%) in fase di sviluppo. L'esito di tali negoziazioni non è al momento prevedibile.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: a) nell'*offshore* del Delta del Nilo, con la significativa sco-



Egitto – Impianto di liquefazione gas di Damietta.

perta a gas di Satis (Eni 50%) e l'*appraisal* positivo di Ha'py (Eni 50%); b) nell'*onshore*, con la scoperta a petrolio di Eky (Eni 100%, operatore) e Jasmine East (Eni 56%).

Nel 2008 sono stati avviati alla produzione: (i) il giacimento West Ashrafi (Eni 100%) nell'omonima concessione, attraverso il completamento sottomarino e collegamento del nuovo pozzo alle *facility* esistenti; (ii) il giacimento Taurt nella concessione Ras el Barr (Eni 50%), attraverso il collegamento all'impianto di trattamento *onshore* di West Harbour. La produzione ha raggiunto il picco produttivo di circa 38 mila boe/giorno (13 in quota Eni) nel corso del 2008.

Nella concessione el Temsah (Eni 50%, operatore) è proseguito lo sviluppo del giacimento Denise avviato a fine 2007 e nell'anno è stato conseguito il *build-up* della produzione attraverso il completamento della fase A del progetto. La produzione attuale è di 37 mila boe/giorno (11 in quota Eni). I due giacimenti di Taurt e Denise alimenteranno con 23 mila boe/giorno in quota Eni il primo treno dell'impianto GNL di Damietta.

Nell'area del Golfo di Suez sono proseguite le attività di ingegneria di base per l'*upgrading* del sistema di *water injection* del giacimento Belayim (Eni 100%) al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario.

Prosegue l'intensa campagna di sviluppo delle riserve gas localizzate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) nella concessione Thekah (Eni 50%, operatore); e (ii) nella concessione North Bardawil (Eni 60%, operatore).

Proseguono i lavori di potenziamento del terminale di El Gamil per incrementare la capacità di compressione.

I programmi Eni in Egitto prevedono il raddoppio della

capacità dell'impianto GNL di Damietta attraverso la realizzazione di una seconda unità di trattamento in grado di trattare 7,5 miliardi di metri cubi/anno di gas. Eni assicurerà 2,5 miliardi di metri cubi/anno al secondo treno per vent'anni. Il progetto è in attesa della ratifica delle competenti Autorità egiziane. Le riserve destinate ad alimentare il secondo treno, comprese le quote aggiuntive previste dalle leggi applicabili per far fronte alle esigenze dei consumi interni del Paese, sono state identificate.

Libia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle seguenti aree: a) nel Blocco *offshore* NC-41 (Eni 100%, operatore) con il pozzo di scoperta U1-NC41 mineralizzato a petrolio e gas e il pozzo di *appraisal* D4-NC41 mineralizzato a gas e condensati; b) nell'ex Concessione 82 (Eni 50%), con il pozzo di scoperta YY-1 mineralizzato a petrolio.

Nel giugno 2008 in esecuzione del *framework agreement* firmato nell'ottobre 2007³, Eni e la società petrolifera di Stato NOC hanno finalizzato i sei contratti di *Exploration and Production Sharing* (EPSA) che convertono gli accordi originali che regolavano le attività di esplorazione e sviluppo Eni nel Paese. L'accordo estende la durata dei titoli minerari Eni nel Paese fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas. I contratti stabiliscono i termini dei nuovi e futuri sviluppi della collaborazione tra le due compagnie con l'obiettivo di valorizzare l'ampia base di risorse di idrocarburi esistente, in particolare attraverso la realizzazione di importanti progetti gas. Gli effetti economici e sui profili produttivi dei nuovi contratti sono calcolati con riferimento alla data del 1° gennaio 2008, inclusa l'imposizione fiscale determinata sulla base della legge di riforma dell'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di PSA implementata nel 2007. Il nuovo regime fiscale, che continua a riconoscere a NOC il ruolo di soggetto tenuto ad assolvere l'imposta per conto della società petrolifera estera, non impatta sulla ripartizione di valore dei nuovi EPSA definiti tra Eni e NOC. La rideterminazione sulla base delle intese con NOC del costo fiscale riconosciuto degli *asset* al 1° gennaio 2008 ha comportato la parziale eccedenza del fondo imposte differite correlato per l'ammontare di 173 milioni di euro (v. il "Commento ai risultati economico-finanziari").

Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) sono in corso attività di *upgrading* degli impianti e delle *facility* finalizzate in particolare all'aumento delle esportazioni di gas di 3 miliardi di metri cubi/anno a partire dal 2014 e al mantenimento del profilo produttivo di petrolio di Wafa. Nel 2008 i volumi esportati sono stati di 9,4 miliardi di metri cubi, corrispondenti al 90% della produ-

zione complessiva di gas dei due giacimenti. Un ulteriore miliardo di metri cubi è stato venduto sul mercato libico per la generazione di energia elettrica.

Le altre iniziative in corso riguardano lo sviluppo del giacimento A-NC118 (Eni 50%) attraverso il collegamento tramite *pipeline* agli impianti di Wafa con Mellitah e la valorizzazione del gas associato di Bouri (Eni 50%). Il gas depurato sarà inviato tramite *sealine* alla vicina piattaforma Sabratha ed esportato tramite il GreenStream.

Tunisia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nei permessi: a) Adam (Eni 25%, operatore), con i pozzi MEJDA-1 e EL AZZEL NORTH 1 che hanno rinvenuto strati mineralizzati a petrolio; b) Bek (Eni 25%, operatore), con il pozzo ABIR-1 mineralizzato a petrolio e gas naturale; c) MLD (Eni 50%), con il pozzo LASSE-1 che ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio e gas naturale; d) El Borma (Eni 50%), con il pozzo esplorativo EB-406 che ha rinvenuto riserve aggiuntive ad olio. L'attività di sviluppo ha riguardato essenzialmente interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam, Oued Zar (Eni 50%, operatore), MLD ed El Borma. Sono state avviate le attività di sviluppo delle piattaforme produttive sui giacimenti operati di Maamoura (Eni 49%) e Baraka (Eni 49%). Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2009.

AFRICA OCCIDENTALE

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle seguenti aree: a) Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con i pozzi Ngoma-1 e Sangos-1 mineralizzati a petrolio. Entrambe le scoperte sono state dichiarate di interesse commerciale; b) Blocco 0 (Eni 9,8%) con il pozzo di *appraisal* Kambala; c) nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Lucapa-5 mineralizzato a petrolio; d) nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) con il pozzo di *appraisal* Mavacola-3 che ha rinvenuto strati mineralizzati a petrolio.

Nel maggio 2008 Eni ha acquisito dalla compagnia di Stato Sonangol la quota del 10% del Blocco Cabinda North. Nell'agosto 2008 Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* con la società Sonangol per la definizione di un modello integrato di cooperazione e sviluppo industriale in Angola. I principali termini dell'accordo riguardano lo sviluppo di attività petrolifere *onshore* e la realizzazione di infrastrutture energetiche nel Paese attraverso la valorizzazione del gas associato, nonché la collaborazione nella produzione di bio-carburanti.

Continuano le attività di sviluppo dei giacimenti *offshore* di

(3) Per ulteriori informazioni su questo punto v. il paragrafo "Andamento operativo, Exploration & Production, Principali iniziative di esplorazione e sviluppo" del bilancio consolidato 2007.

petrolio di Landana e Tomba nel Blocco 14 (Eni 20%). Attualmente è in produzione l'area Nord di Landana collegata alle *facility* di Benguela/Belize-Lobito/Tomboco. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno è atteso nel 2010 con la finalizzazione del programma di perforazione.

Continuano le attività in programma sul giacimento di petrolio Banzala nel Blocco 0 in Cabinda (Eni 9,8%). È stata installata con avvio nei primi mesi del 2008, la terza piattaforma di produzione prevista. Il picco produttivo di 27 mila barili/giorno (3 mila in quota Eni) è atteso nel 2009. Nell'ambito delle attività di riduzione del *flaring* gas, sono proseguiti i progetti sui giacimenti Takula e Nemba nel Blocco 0. Nel 2009 saranno completate le attività di *flaring-down* su Takula. Il gas attualmente bruciato sarà reiniettato in giacimento; i condensati saranno inviati tramite la realizzazione di una nuova *pipeline* all'impianto di trattamento di Malongo per essere trasformati in LPG. Le attività previste su Nemba riguardano la perforazione pozzi per la *gas injection* e la realizzazione di una nuova piattaforma di produzione. Lo *start-up* è atteso nel 2011. Nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 15 (Eni 20%), nell'*offshore* profondo sono stati avviati i due giacimenti di petrolio Mondo e Saxi/Batuque, operati attraverso uno schema FPSO. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno per entrambi i progetti (18 mila in quota Eni) è stato raggiunto nel 2008 da Mondo e Saxi/Batuque. Queste e le altre iniziative di sviluppo hanno l'obiettivo di mantenere nel medio termine il *plateau* produttivo dell'area. In tale ambito, è stata raggiunta nel 2008, la *final investment decision* del progetto Kizomba satelliti – fase 1. La prima fase riguarda lo sviluppo delle scoperte di petrolio Clochas e Mavacola. Lo *start-up* è atteso nel 2012. Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno presso Soyo, circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas proveniente dai giacimenti *offshore* o bruciato in atmosfera. In tale ambito, è stata raggiunta nel 2008, la *final investment decision* per la realizzazione di una *pipeline* che collegherà all'impianto di liquefazione i giacimenti situati nei Blocchi 0 e 14, per la valorizzazione economica del *gas flaring*. Il completamento è atteso nel 2012.

Congo Nel maggio 2008 Eni e la Repubblica del Congo hanno definito un accordo di cooperazione di ampia portata al fine di valorizzare le risorse minerarie del Paese. L'intesa raggiunta si sviluppa lungo tre direttrici: (i) la ricerca e lo sfruttamento di oli non convenzionali

nei due depositi di sabbie bituminose di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola. Si tratta di due aree estese su di una superficie complessiva di circa 1.790 chilometri quadrati che studi preliminari hanno evidenziato possedere un importante potenziale minerario. Eni ha in programma l'applicazione della tecnologia proprietaria *Eni Slurry Technology (EST)* al fine di valorizzare gli oli pesanti che saranno estratti dalle sabbie. Tale tecnologia è in grado di azzerare il residuo pesante della lavorazione massimizzando la resa in prodotti leggeri. Il progetto beneficerà delle sinergie derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture del giacimento operato di M'Boundi (Eni 80,1%); (ii) la collaborazione nel campo dello sfruttamento degli oli vegetali con l'obiettivo sia di soddisfare il fabbisogno alimentare interno sia di destinare le eccedenze produttive alla produzione di bio-diesel applicando la tecnologia proprietaria *Eni Ultra-Bio-Diesel*; (iii) la realizzazione di una centrale elettrica da 450 Mw presso il terminale di Djeno con *start-up* atteso a fine 2009. La centrale, partecipata da Eni con una quota del 20%, sarà alimentata con il gas associato del campo di M'Boundi e dalle scoperte *offshore* del permesso Marine XII (Eni 90%, operatore), contribuendo alla riduzione del *flaring* gas. La *final investment decision* sulle attività di sviluppo è stata raggiunta a fine 2008. Questo progetto consentirà di qualificare l'iniziativa *Clean Development Mechanism* ai fini dell'implementazione del Protocollo di Kyoto e di alimentare lo sviluppo sostenibile del Paese.

Nel 2008 sono stati avviati i due giacimenti operati di Awa Paloukou (Eni 90%) e Ikalou-Ikalou Sud (Eni 100%) nei permessi Marine X e Madingo, con un picco produttivo di 13 mila boe/giorno in quota Eni previsto nel 2009. Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi secondo il nuovo schema di progetto che prevede l'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del *gas flaring*.

Nigeria Nel dicembre 2008 Eni ha esercitato il suo diritto di prelazione della quota del 49,81% del progetto Abo, nei Blocchi OML 125 e 134 (Eni 50,19%). Nello stesso mese è stata ceduta la quota del 15% alla società nigeriana OANDO. L'operazione è stata ratificata da parte delle competenti autorità.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore) nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny (Eni 10,4%) è stata completata l'attività di ingegneria di base relativa all'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom e installazione di un nuovo impianto di trattamento e *facility* di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di *feedgas* per vent'anni. Con lo stesso obiet-