



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL QUARTO TRIMESTRE E DEL PRECONSUNTIVO 2009

San Donato Milanese, 12 febbraio 2010 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2009 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- **Utile operativo *adjusted*: €3,70 miliardi nel quarto trimestre (-6%); €13,12 miliardi nel 2009 (-39,3%)**
- **Utile netto *adjusted*: €1,39 miliardi nel quarto trimestre (-28,7%); €5,21 miliardi nel 2009 (-48,8%)**
- **Utile netto: €0,64 miliardi nel quarto trimestre vs. una perdita di €0,87 miliardi nel quarto trimestre 2008; €4,62 miliardi nel 2009 (-47,7%)**
- **Cash flow: €1,61 miliardi nel quarto trimestre; €11,27 miliardi nel 2009**
- **Dividendo proposto: €1,00 per azione di cui €0,50 già distribuiti come acconto**

Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi: +1,7% nel quarto trimestre a 1,89 milioni di barili/giorno (-1,6% su base annua); esclusi i tagli OPEC +2,8% nel trimestre; invariata su base annua**
- **Stima preliminare delle riserve certe a fine anno: 6,57 miliardi di barili con il riferimento Brent a \$59,9/barile. Tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve 96%; 109% escluso l'effetto prezzo**
- **Vendite di gas: -8,4% a 28,39 miliardi di metri cubi nel quarto trimestre; -0,5% su base annua**
- **Siglato l'accordo per lo sviluppo del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5 in Venezuela con 35 miliardi di barili certificati "*in place*"**
- **Finalizzato il contratto di sfruttamento del giacimento *giant* Zubair in Iraq**

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Il 2009 è stato un anno difficile per il nostro settore. In questo contesto, Eni ha conseguito risultati superiori alle aspettative, tra i migliori dell'industria, e ha posto le basi per la sua crescita futura.

Il 2010 sarà un altro anno difficile. Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare buoni risultati e a creare valore per gli azionisti."

Highlight finanziari

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08	RISULTATI ECONOMICI ^(a)	(€ milioni)	Esercizio		
						2008	2009	Var. %
308	3.217	2.716	..	Utile operativo		18.517	12.305	(33,5)
3.940	3.117	3.702	(6,0)	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(b)		21.608	13.122	(39,3)
(874)	1.240	641	..	Utile netto ^(c)		8.825	4.617	(47,7)
(0,24)	0,34	0,18	..	- per azione (€) ^(d)		2,43	1,27	(47,7)
(0,63)	0,97	0,53	..	- per ADR (\$) ^{(d)(e)}		7,15	3,54	(50,5)
1.955	1.152	1.394	(28,7)	Utile netto <i>adjusted</i> ^{(b)(c)}		10.164	5.207	(48,8)
0,54	0,32	0,38	(29,6)	- per azione (€) ^(d)		2,79	1,44	(48,4)
1,42	0,92	1,12	(21,1)	- per ADR (\$) ^{(d)(e)}		8,21	4,01	(51,2)

(a) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati dei periodi di confronto.

(b) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag 27.

(c) Utile di competenza Eni.

(d) Interamente diluito. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(e) Un ADR rappresenta due azioni.

Utile operativo *adjusted*

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre 2009 di €3,70 miliardi è diminuito del 6% rispetto al quarto trimestre 2008 a causa della rilevante perdita operativa registrata dal *downstream* petrolifero. Migliorano i risultati dei settori Exploration & Production per la crescita produttiva e la ripresa del prezzo del petrolio, e Gas & Power. Su base annua la flessione dell'utile operativo *adjusted* di €8,49 miliardi (-39,3% rispetto al 2008) riflette il peggioramento dello scenario petrolifero nei primi nove mesi dell'anno, nonché il calo del margine di raffinazione. I settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni hanno incrementato il risultato operativo.

Utile netto *adjusted*

L'utile netto *adjusted* è stato di €1,39 miliardi nel quarto trimestre 2009 (-28,7%) e di €5,21 miliardi nel 2009 (-48,8%). Tali risultati riflettono l'andamento dello scenario dei prezzi dei prodotti petroliferi, il minore contributo delle partecipazioni valutate a *equity*, nonché l'incremento del *tax rate adjusted* (7,8 punti percentuali in più nel trimestre; 2,2 nell'anno).

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici di €3,89 miliardi nel trimestre (€13,69 miliardi nel 2009) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'*upgrading* delle infrastrutture di trasporto del gas e della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem.

Cash flow

Nel trimestre il *cash flow* della gestione di €1,61 miliardi ha consentito di coprire solo parzialmente i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €3,89 miliardi determinando rispetto al 30 settembre 2009 un incremento di €2,5 miliardi dell'indebitamento finanziario netto¹.

Nell'anno il *cash flow* della gestione è stato di €11,27 miliardi. I disinvestimenti ammontano a €3,59 miliardi e hanno riguardato in particolare l'esercizio dell'opzione di acquisto del 20% di Gazprom Neft da parte di Gazprom (€3,07 miliardi), l'incasso della prima *tranche* del corrispettivo della cessione della partecipazione in OOO SeverEnergiya (€0,16 miliardi), *asset* non strategici nel settore Exploration & Production (€0,32 miliardi). Le operazioni sul capitale hanno riguardato la sottoscrizione pro-quota dell'aumento del capitale sociale di Snam Rete Gas da parte del mercato per €1,54 miliardi nell'ambito della ristrutturazione delle attività regolate in Italia. Questi flussi hanno consentito di coprire parzialmente i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici di €13,69 miliardi, al pagamento dei dividendi Eni (€4,17 miliardi, di cui €1,81 miliardi per l'acconto dividendo 2009) e al completamento dell'acquisizione di Distrigas (€2,04 miliardi), determinando un incremento di €4,66 miliardi dell'indebitamento finanziario netto a €23,04 miliardi al 31 dicembre 2009 (€18,38 miliardi a fine 2008).

(1) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 37.

Indici di performance finanziaria

Il ROACE² calcolato su base *adjusted* al 31 dicembre 2009 è del 9,2% (17,6% al 31 dicembre 2008). Il *leverage*² – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,38 al 31 dicembre 2008 allo 0,46 al 31 dicembre 2009.

Dividendo 2009

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €1,00 per azione³ (€1,30 nel 2008) di cui €0,50 distribuiti nel settembre 2009 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,50 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 27 maggio 2010 con stacco cedola il 24 maggio 2010.

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var.% IV trim. 09 vs 08	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	Esercizio			
					2008	2009	Var. %	
1.854	1.678	1.886	1,7	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.797	1.769	(1,6)
1.079	957	1.073	(0,6)	- Petrolio	(migliaia di barili/giorno)	1.026	1.007	(1,9)
126	117	132	4,8	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	124	(0,8)
30,99	22,52	28,39	(8,4)	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	104,23	103,72	(0,5)
				- di cui: vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,00	6,17	2,8
1,31	1,40	1,82	38,9	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,93	33,96	13,5
6,94	9,19	9,42	35,7	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,03	12,02	(0,1)
3,06	3,16	3,00	(2,0)					

Exploration & Production

La produzione di idrocarburi del quarto trimestre 2009 ha conseguito il livello record di 1,886 milioni di boe/giorno con una crescita dell'1,7% rispetto al quarto trimestre 2008, che si ridetermina nel 2,8% al netto dell'incremento dei tagli OPEC (circa 20 mila boe/giorno). La *performance* produttiva riflette il contributo degli avvii/regimazioni principalmente in Congo, Nigeria, Stati Uniti ed Egitto (119 mila boe/giorno), la restituzione di *royalty in kind* negli Stati Uniti e altri effetti contrattuali (circa 40 mila boe/giorno complessivi), in parte compensati dai declini di produzioni mature, fermate non programmate e l'effetto prezzo negativo nei PSA e schemi contrattuali similari (circa 20 mila boe/giorno). Su base annua, la produzione di 1,769 milioni di boe/giorno flette dell'1,6% e rimane sostanzialmente invariata (-0,2%) se si escludono i tagli OPEC. La crescita organica e l'effetto prezzo positivo nei PSA sono stati compensati dagli impatti derivanti dalle fermate non programmate e la situazione di sicurezza in Nigeria, dalla minore produzione di gas assorbita dal mercato europeo e dal declino di produzioni mature.

Prezzi medi di realizzo

Il prezzo medio di realizzo del petrolio *equity* è aumentato del 47,2% nel quarto trimestre 2009 per effetto della progressiva ripresa registrata nel corso dell'anno delle quotazioni del *marker* di mercato Brent (35,8%) e del relativo apprezzamento del paniere Eni. I prezzi del gas *equity* sono diminuiti del 37,8% nel trimestre con una dinamica che riflette i *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici contenuti nelle formule di *pricing* e la forte riduzione delle quotazioni *spot*. Su base annua il prezzo di realizzo degli idrocarburi è diminuito in media del 31,2% (petrolio -32,2%; gas naturale -29,8%).

Gas & Power

Nel quarto trimestre 2009 le vendite di gas (28,39 miliardi di metri cubi) evidenziano una riduzione dell'8,4% a causa della significativa contrazione registrata in Italia (-3,29 miliardi di metri cubi, pari al 24,7%) dove le vendite Eni ai termoelettrici e all'industria hanno registrato cali rispettivamente del 67,5% e del 30,2%. Su base annua, le vendite di gas (103,72 miliardi di metri cubi) hanno registrato una flessione più contenuta (-0,5%) che riflette la forte contrazione dei volumi sul mercato nazionale a causa della recessione economica e dell'intensificarsi della

(2) In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b. Per la definizione di questi indicatori alternativi di *performance* vedi pag. 39 e pag. 37, rispettivamente.

(3) Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

pressione competitiva (-12,83 miliardi di metri cubi, -24,3%), compensata dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi nell'anno) e dalla crescita organica in alcuni mercati europei.

Refining & Marketing

I margini di raffinazione Eni in dollari hanno registrato una significativa flessione nei due periodi in linea con l'andamento del margine di scenario (margine sul Brent -6,5 \$/barile nel trimestre, pari all'83,9%; -3,4 \$/barile su base annua, -51,8%). I *driver* della flessione sono stati: (i) la contrazione del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione, in particolare nel trimestre il premio di conversione si è ridotto di circa due terzi; (ii) la ripresa delle quotazioni del petrolio in assenza di un apprezzabile recupero dei prezzi dei prodotti finali a causa della debolezza dei fondamentali dell'industria (eccesso di capacità, domanda stagnante, livello delle scorte elevato); (iii) la flessione particolarmente accentuata delle quotazioni del gasolio il cui *spread* sulla materia prima è ai minimi storici.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati dell'anno 2009 sono stati favoriti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-5,3%). In controtendenza il trimestre che ha registrato un apprezzamento del 12,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Sviluppi di portafoglio del 2009

Eni ha continuato ad attuare la propria strategia di crescita, in particolare nei settori Exploration & Production e Gas & Power, attraverso l'ottenimento di progetti *giant* in Venezuela e Iraq, l'ingresso in nuove aree a elevato potenziale come il Ghana, il perfezionamento di accordi strategici nelle aree *core* di Russia, Regione del Caspio (Kazakhstan e Turkmenistan) e Africa, il completamento dell'acquisizione di Distrigas e la riorganizzazione dei *business* regolati Italia.

Venezuela

Il 26 gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve "*in place*" certificate di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un *plateau* produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno al 100%, e un *plateau* di lungo termine di 240 mila barili/giorno. L'accordo, che sarà sottoposto alle necessarie ratifiche nei prossimi due mesi, prevede la costituzione di un'*Empresa Mixta* (Eni 40%, PDVSA 60%) con il contestuale pagamento da parte di Eni di un bonus di \$300 milioni. Ulteriori \$346 milioni saranno corrisposti al raggiungimento di tappe definite del progetto. L'accordo prevede inoltre la possibilità di impiego di tecnologia Eni di idrogenazione per la conversione degli oli pesanti. Nell'ambito dell'accordo Eni presenterà un progetto per la costruzione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria.

Iraq

Il 22 gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio di compagnie internazionali, e le compagnie di Stato irachene South Oil Company e Missan Oil Company hanno ratificato il *Technical Service Contract* per lo sviluppo del giacimento di Zubair, offerto in gara pubblica il 30 giugno 2009. Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del *target* di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni. Il contratto prevede che il consorzio riceverà una *remuneration fee* calcolata sulla produzione incrementale una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione corrente, pari a circa 200 mila barili/giorno. Le spese sostenute dal consorzio saranno recuperate attraverso un meccanismo di *cost recovery* dal valore della produzione del campo.

Russia

La *partnership* strategica tra Eni e Gazprom, primo produttore mondiale di gas, ha raggiunto nel 2009 il suo 40° anno di attività. I due *partner* intendono proseguire nello sviluppo congiunto di progetti nei settori di interesse dell'*upstream* e del mercato gas. Nel 2009 sono stati definiti importanti accordi di seguito descritti.

Il 23 settembre 2009 Eni ed Enel *partner* al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergiya hanno perfezionato la cessione del 51% della *joint venture* a Gazprom in forza dell'esercizio della *call option* da parte della società russa. Il corrispettivo della cessione di \$940 milioni quota Eni è stato incassato relativamente alla prima

tranche (circa il 25% del prezzo pattuito) pari a €155 milioni (\$230 milioni al cambio puntuale di EUR/USD 1,48). La seconda *tranche* del prezzo di \$710 milioni sarà versata entro marzo 2010. Il conto economico dell'esercizio ha beneficiato del provento di €100 milioni relativo alla remunerazione pattuita contrattualmente nella misura del 9,4% sul capitale investito inizialmente all'atto dell'acquisizione della *joint venture* il 4 aprile 2007. I tre *partner* hanno confermato l'impegno a produrre il primo gas del progetto Samburskoye entro giugno 2011 e a raggiungere il *plateau* produttivo di 150 mila boe/giorno entro 2 anni.

In base agli accordi tra Italia e Russia del 15 maggio 2009, il progetto di realizzazione del gasdotto South Stream prevede l'ampliamento dello *scope of work* originario incrementando la capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni e Gazprom hanno confermato l'impegno nella prosecuzione dello sviluppo del progetto che, in caso di esito positivo dello studio di fattibilità in corso, realizzerà una nuova rotta di importazione del gas dalla Russia, contribuendo in maniera decisiva alla sicurezza e diversificazione degli approvvigionamenti di gas verso l'Europa. Nel dicembre 2009 Eni e Gazprom hanno firmato un accordo per l'ingresso della compagnia francese EdF nel progetto South Stream. Le condizioni dell'accordo saranno concordate nei prossimi mesi.

Il 7 aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassato da Eni il 24 aprile pari a €3.070 milioni corrisponde al prezzo di aggiudicazione in asta (\$3,7 miliardi), nell'ambito della liquidazione della società russa Yukos, detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Il conto economico dell'anno ha beneficiato del provento relativo alla remunerazione del capitale investito e recupero costi accessori pari a €172 milioni.

Austria

Il 21 gennaio 2010 Eni ha raggiunto l'accordo per l'acquisizione in Austria di attività *downstream* che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extrarete nonché *asset* commerciali nel *business* avio e attività complementari di logistica e stoccaggio. La transazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità in materia di concorrenza.

Turchia

Il 19 ottobre 2009 Eni e i *partner* commerciali di Turchia e Russia nella realizzazione dell'oleodotto Samsun-Ceyhan hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che sancisce l'impegno a definire le condizioni economiche e contrattuali per l'ingresso nel progetto delle imprese russe, tale da assicurare i volumi di greggio necessari a garantirne la sostenibilità economica. Il progetto, che nella stessa occasione ha visto riconfermare il sostegno da parte di rappresentanti dei Governi di Italia, Turchia e Russia, realizzerà un *by-pass* per il petrolio proveniente da est evitando il trasporto via mare attraverso lo stretto dei Dardanelli e il Bosforo con importanti ricadute in termini di sicurezza e protezione dell'ambiente.

USA

Il 19 giugno 2009 è stata perfezionata l'acquisizione da Quicksilver Resources Inc. della quota del 27,5% degli *asset* detenuti dalla società nell'Area "Alliance" nel Texas settentrionale dell'estensione di circa 53 chilometri quadrati, contenente riserve di *gas shale*. Quicksilver mantiene il 72,5% e l'*operatorship* dell'iniziativa. Il prezzo della transazione è stato di \$280 milioni. Nel 2009 la produzione di spettanza Eni proveniente dagli *asset* acquisiti è stata di 4.000 boe/giorno, che cresceranno a circa 10.000 boe nel 2011.

Indonesia

Nel novembre 2009 Eni si è aggiudicata la quota del 37,8% nella licenza Sanga Sanga, in Indonesia, per la produzione di gas da giacimenti di carbone (*coal bed methane*). I risultati degli studi preliminari condotti di recente nel blocco stimano un potenziale minerario di circa 111 miliardi di metri cubi che sarà accertato attraverso un programma di coltivazione previsto a partire dal 2010.

Egitto

Il 12 maggio 2009 Eni e il Ministero del Petrolio egiziano hanno firmato un accordo che prevede l'estensione di 10 anni della concessione del giacimento *giant* di Belaym con l'impegno Eni di spesa per \$1,5 miliardi nei prossimi 5 anni in investimenti, interventi di ottimizzazione della produzione e costi operativi.

Dismissioni asset E&P

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *upstream*, è stato definito un programma di razionalizzazione delle attività minerarie in Italia che prevede la cessione di due *Newco*, Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, alle quali sono stati conferiti titoli minerari raggruppati in base alla collocazione geografica: Nord Italia (Pianura Padana ed Emilia Romagna) e Italia Centrale (Marche, Abruzzo, Molise). Sono in corso le trattative di vendita a terzi delle due società.

Partnership Agreement

Nel 2009, attraverso il modello di cooperazione Eni, sono state definite importanti *partnership* strategiche con l'obiettivo di integrare il *business* tradizionale con attività di sviluppo sostenibile finalizzate a promuovere elevati *standard* di sviluppo socio-economico, in particolare:

- nel dicembre 2009 è stato firmato un protocollo d'intesa con il Turkmenistan allo scopo di promuovere e rafforzare la collaborazione nello sviluppo dell'industria petrolifera nel paese. Eni, in collaborazione con l'Agenzia e le compagnie di Stato per gli idrocarburi, condurrà studi per valorizzare il potenziale minerario locale, mettendo a disposizione le proprie capacità in termini tecnologici, operativi e di sviluppo sostenibile;
- un accordo analogo è stato definito nel novembre 2009 con la compagnia petrolifera di Stato kazaka KazMunayGas per l'effettuazione di studi di esplorazione, ottimizzazione dell'utilizzo del gas nel Paese e valutazione di numerose iniziative industriali, tra le quali l'*upgrading* della raffineria di Pavlodar controllata da KMG;
- in Angola nel febbraio 2009 con la compagnia petrolifera di Stato Sonangol sono stati definiti progetti di studio di fattibilità dell'utilizzo di gas associato per l'alimentazione di una nuova centrale elettrica e di possibili iniziative nel settore *upstream* in aree *onshore*, nonché iniziative nel campo della sostenibilità.

Accordi dai contenuti analoghi sono stati definiti anche in Egitto, Repubblica Democratica del Congo e Pakistan.

Attività esplorativa

L'attività esplorativa ha conseguito numerosi successi, in particolare:

- la grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che ha erogato in fase di test circa 600.000 metri cubi/giorno (pari a circa 3.700 boe/giorno). Il giacimento si stima possa contenere risorse potenziali superiori ai 160 miliardi di metri cubi di gas (pari a 1 miliardo di boe);
- la scoperta a olio nell'*offshore* angolano Cabala Norte-1, nel blocco 15/06 che ha erogato in fase di test circa 6.500 barili/giorno prospettandosi come la più importante scoperta di questo blocco a elevato potenziale.

Altri successi esplorativi sono stati ottenuti nel Golfo del Messico, Mare del Nord e nell'*offshore* indonesiano.

Il portafoglio di titoli minerari è stato rafforzato con le seguenti acquisizioni:

- l'*operatorship* nei permessi esplorativi *offshore* di Cape Three Point e Cape Three Point South (Eni 47,2%) in Ghana, che segna l'ingresso Eni nel Paese;
- l'*operatorship* e la partecipazione del 40% nelle licenze PL 533 e PL 529, nonché la partecipazione del 30% nella licenza PL 532 (operatore StatoilHydro) nel Mare di Barents;
- la licenza esplorativa del blocco *onshore* di Sukhpur, in Pakistan, situato in prossimità dell'area di produzione operata di Bhit (Eni 40%).

Proposta di impegni nel settore dei gasdotti internazionali alla Commissione Europea

Il 4 febbraio 2010 Eni ha presentato alla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale relativi ad alcuni gasdotti internazionali, per la dismissione delle partecipazioni detenute nel gasdotto tedesco Tenp e in quello svizzero Transitgas, previo il consenso dei rispettivi *partner*. L'assenso della Commissione chiude definitivamente un'indagine avviata nel maggio 2006, per presunta violazione della normativa sulla concorrenza che ha coinvolto i principali operatori del settore gas europeo. Eni aveva ricevuto una comunicazione di addebiti da parte della Commissione Europea con la quale si attribuiva alla società la responsabilità di aver limitato, nel periodo 2000-2005, l'accesso da parte di operatori terzi ai gasdotti TAG, Tenp e Transitgas. Considerata la rilevanza strategica del gasdotto TAG, che attraversa l'Austria trasportando il gas russo in Italia, la relativa partecipazione sarà trasferita a un soggetto controllato dallo Stato italiano. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2010-2013 saranno l'oggetto della *strategy presentation* programmata per il 12 marzo p.v.

Per il 2010, in uno scenario energetico ancora caratterizzato da elevata volatilità, Eni prevede una leggera ripresa dei consumi mondiali di petrolio ed un prezzo medio del *marker* Brent di 65 \$/barile. Anche la domanda europea ed italiana di gas è attesa in leggera ripresa dopo la rilevante flessione dei consumi industriali e termoelettrici registrata nel 2009, contestualmente all'aumento dell'offerta per l'entrata in esercizio di nuova capacità di importazione. Nel *business* della raffinazione, in assenza di un solido recupero dei fondamentali, i margini rimarranno deboli.

In questo contesto di mercato, le previsioni del *management* sull'andamento nel 2010 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione nel 2010 è prevista su livelli non inferiori al 2009, pari a 1,769 milioni di boe/giorno, assumendo uno scenario Brent di 65 \$/bl, lo stesso livello di tagli OPEC del 2009 e le dismissioni in corso. Il contributo di nuovi avvisi in particolare in Congo, Norvegia e solo marginalmente del progetto Zubair in Iraq, unitamente alla crescita dei campi avviati nel 2009 principalmente in Nigeria, Angola ed USA, compenseranno il declino dei giacimenti maturi. La crescita riprenderà in maniera marcata nel 2011;
- **Vendite di gas mondo:** in linea con il livello 2009 (circa 104 miliardi di metri cubi) per aumento della pressione competitiva in particolare in Italia compensata dalla leggera ripresa della domanda gas in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas e della rinegoziazione di alcuni contratti di fornitura di lungo termine;
- **Business regolati:** la *performance* dei *business* regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e della riduzione dei costi a seguito dell'integrazione della filiera trasporto, stoccaggio e distribuzione;
- **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati saranno in linea con il 2009 (34,55 milioni di tonnellate nel 2009). Le lavorazioni sulle raffinerie di proprietà sono previste aumentare a fronte della decisione di cessare i contratti di lavorazione presso raffinerie di terzi, al fine di migliorare il tasso di utilizzo degli impianti Eni. Previste azioni di recupero di efficienza per attenuare l'impatto dello scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2009 (12,02 milioni di tonnellate nel 2009) in un quadro di consumi stagnanti. Sono state programmate nuove azioni di *marketing* per consolidare ulteriormente la *leadership* sul mercato italiano e lo sviluppo nel resto d'Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2010 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2009 (€13,69 miliardi nel 2009) e riguarderanno principalmente lo sviluppo delle riserve di idrocarburi, i progetti esplorativi, l'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Il *management* ha in programma le azioni gestionali e di portafoglio necessarie per assicurare un livello di *leverage* adeguato al mantenimento di un elevato merito di credito.

Altre informazioni

Lo stato dei procedimenti legali di cui al paragrafo "garanzie, impegni e rischi" ai punti i) e ii) del "contenzioso civile ed amministrativo", al punto ii) del "contenzioso antitrust" e al punto i) di "indagini della magistratura" della relazione finanziaria semestrale consolidata pubblicata il 7 agosto 2009 sarà aggiornato nella sezione "contenziosi legali" della relazione finanziaria annuale 2009 che sarà approvata dal CDA dell'11 marzo 2010. Ad oggi non sono state registrate evoluzioni tali da rendere probabili o oggettivamente determinabili i potenziali impatti sul conto economico. Quale evoluzione significativa va segnalata relativamente al contenzioso *antitrust*, la presentazione avvenuta il 4 febbraio 2010 alla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione Europea di una serie di impegni di carattere strutturale relativi ad alcuni gasdotti internazionali come descritto nella sezione "Sviluppi di Portafoglio" a pag. 6.

Il presente comunicato stampa redatto su base volontaria in linea con le *best practices* di mercato illustra i risultati consolidati del quarto trimestre e dell'anno 2009, non sottoposti a revisione contabile. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli *International Financial Reporting Standard (IFRS)*, emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I criteri di rilevazione e valutazione adottati per la preparazione della situazione contabile del quarto trimestre sono invariati rispetto a quelli adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2008, per la cui descrizione si fa rinvio, fatta eccezione per le modalità di rilevazione e valutazione dei programmi di fidelizzazione della clientela, per effetto dell'entrata in vigore dell'*IFRIC 13*. Per maggiori dettagli relativi a tale applicazione, si fa rinvio alla Relazione finanziaria semestrale consolidata 2009. A partire dal gennaio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Coerentemente i periodi di confronto sono stati rideterminati. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al quarto trimestre e all'esercizio 2009 e al quarto trimestre e all'esercizio 2008. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2009 e al 31 dicembre 2008. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione intermedia sulla gestione della relazione finanziaria semestrale consolidata e della relazione sulla gestione della relazione finanziaria annuale. Apposite note esplicative illustrano contenuto e significato delle misure di risultato *non-GAAP* e degli altri indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Alessandro Bernini, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("*forward-looking statements*"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e acquisto 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. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del quarto trimestre non possono essere estrapolati su base annuale. Il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve 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 rischio e di 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.

Contatti societari

Casella e-mail: segreteria societaria.azionisti@eni.com

Investor Relations

Casella e-mail: investor.relations@eni.com

Tel.: +39 0252051651 - **Fax:** +39 0252031929

Ufficio Stampa Eni

Casella e-mail: ufficio.stampa@eni.com

Tel.: +39 0252031287 - +39 0659822040

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39 0659821 - **Fax:** +39 0659822141

* * *

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2009 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo www.eni.com

Sintesi dei risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2009

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var. %
24.550	19.142	22.190	(9,6)	Ricavi della gestione caratteristica	108.082	83.340	(22,9)
308	3.217	2.716	..	Utile operativo ^(a)	18.517	12.305	(33,5)
2.348	(145)	(135)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	936	(345)	
1.284	45	1.121		Esclusione <i>special item</i>	2.155	1.162	
				<i>di cui:</i>			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)		
1.284	45	1.121		- altri <i>special item</i>	2.176	1.162	
3.940	3.117	3.702	(6,0)	Utile operativo adjusted ^(a)	21.608	13.122	(39,3)
(874)	1.240	641	..	Utile netto di competenza Eni	8.825	4.617	(47,7)
1.693	(108)	(31)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	723	(191)	
1.136	20	784		Esclusione <i>special item</i>	616	781	
				<i>di cui:</i>			
				- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)		
1.136	20	784		- altri <i>special item</i>	637	781	
1.955	1.152	1.394	(28,7)	Utile netto adjusted di competenza Eni	10.164	5.207	(48,8)
116	249	287	..	Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti	631	950	50,6
2.071	1.401	1.681	(18,8)	Utile netto adjusted	10.795	6.157	(43,0)
				Dettaglio per settore di attività ^(b)			
1.389	943	1.019	(26,6)	Exploration & Production	7.900	3.878	(50,9)
522	579	852	63,2	Gas & Power	2.648	2.916	10,1
220	(48)	(118)	..	Refining & Marketing	521	(197)	..
(104)	(46)	(85)	18,3	Petrochimica	(323)	(340)	(5,3)
213	214	229	7,5	Ingegneria & Costruzioni	784	892	13,8
(117)	(62)	(83)	29,1	Altre attività	(279)	(245)	12,2
(241)	(183)	(95)	60,6	Corporate e società finanziarie	(532)	(744)	(39,8)
189	4	(38)		Effetto eliminazione utili interni ^(c)	76	(3)	
				Utile netto di competenza Eni			
(0,24)	0,34	0,18	..	per azione (€)	2,43	1,27	(47,7)
(0,63)	0,97	0,53	..	per ADR (\$)	7,15	3,54	(50,5)
				Utile netto adjusted di competenza Eni			
0,54	0,32	0,38	(29,6)	per azione (€)	2,79	1,44	(48,4)
1,42	0,92	1,12	(21,1)	per ADR (\$)	8,21	4,01	(51,2)
3.622,4	3.622,4	3.622,4		Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ^(d)	3.638,9	3.622,4	
6.118	2.034	1.611	(73,7)	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	21.801	11.266	(48,3)
4.691	2.957	3.894	(17,0)	Investimenti tecnici	14.562	13.695	(6,0)

(a) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati dei periodi di confronto.

(b) Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag. 27.

(c) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

(d) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var. %
54,91	68,28	74,57	35,8	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	96,99	61,51	(36,6)
1,317	1,431	1,478	12,2	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,471	1,393	(5,3)
41,69	47,71	50,45	21,0	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	65,93	44,16	(33,0)
7,72	2,34	1,24	(83,9)	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	6,49	3,13	(51,8)
9,61	2,26	1,80	(81,3)	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	8,85	3,56	(59,8)
5,86	1,64	0,84	(85,7)	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,41	2,25	(49,0)
4,2	0,8	0,7	(83,3)	Euribor - a tre mesi (%)	4,6	1,2	(73,9)
2,7	0,4	0,3	(88,9)	Libor - dollaro a tre mesi (%)	2,9	0,7	(75,9)

(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.

Risultati di gruppo

Utile netto

Nel quarto trimestre 2009 Eni ha registrato l'utile netto di €641 milioni che si confronta con la perdita netta di €874 milioni nel quarto trimestre 2008. Il miglioramento di €1.515 milioni riflette l'incremento dell'utile operativo (+€2.408 milioni) maturato grazie ai più elevati livelli produttivi e favorito dal quadro complessivamente più favorevole dello scenario energetico che nel quarto trimestre 2008 ha avuto il suo minimo, determinando in particolare svalutazioni delle scorte di petrolio e prodotti di €2,35 miliardi a fronte di proventi nel 2009. L'aumento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dalle maggiori imposte sul reddito (-€774 milioni) dovute oltre che all'aumento dell'imponibile, al livello eccezionalmente elevato del *tax rate* (64%) dovuto ai seguenti fenomeni: (i) l'aumento di 1 punto percentuale dell'aliquota IRES per le società italiane del settore energia e l'introduzione di un'addizionale alla stessa IRES che ha determinato maggiori imposte correnti per €26 milioni nel trimestre (€239 milioni nell'esercizio); (ii) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per \$310 milioni (pari a €230 milioni) determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi; (iii) la svalutazione di imposte anticipate relative ad alcuni *asset upstream* all'estero in funzione delle minori prospettive di redditività (-€72 milioni); (iv) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (-€64 milioni). Questi maggiori oneri tributari sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di un'imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni *asset* minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (complessivamente +€222 milioni).

Nell'esercizio 2009 l'utile netto è stato di €4.617 milioni, dimezzato rispetto al 2008 (-€4.208 milioni) per effetto del peggioramento dello scenario dei prezzi del petrolio registrato nei primi nove mesi. Alla riduzione dell'utile netto hanno contribuito i minori risultati delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e l'incremento del *tax rate reported* di Gruppo dal 50,3% al 54,8%, dovuto oltre che ai fenomeni descritti nel commento sul trimestre, alla circostanza che nel 2008 furono rilevati proventi d'imposta di €733 milioni relativi all'adeguamento della fiscalità differita per le imprese italiane e alcune imprese estere in relazione a modifiche del quadro normativo.

Utile netto adjusted

L'utile netto *adjusted* è stato di €1.394 milioni con una diminuzione di €561 milioni rispetto al quarto trimestre 2008 (-28,7%). Nell'esercizio l'utile netto *adjusted* è stato di €5.207 milioni, in calo del 48,8% (-€4.957 milioni rispetto al 2008). L'utile netto *adjusted* del quarto trimestre è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €31 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €784 milioni, con un effetto complessivo di €753 milioni. Nell'anno l'utile netto *adjusted* esclude l'utile di magazzino di €191 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €781 milioni, con un effetto complessivo di €590 milioni. Gli *special item* si riferiscono essenzialmente agli esiti dei test di valutazione di proprietà *oil&gas*, impianti di raffinazione e *marketing* e complessi petrolchimici (€1.395 milioni al lordo della fiscalità), oneri ambientali (€298 milioni) e accantonamenti operativi (€128 milioni), al netto di plusvalenze su cessione (€277 milioni) di *asset oil&gas* al *partner* Suez, proventi connessi alla componente valutativa positiva degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (€287 milioni), nonché proventi determinati essenzialmente dalla rilevazione di imposte differite attive di €222 milioni.

Risultati per settore

La riduzione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata principalmente dal minor utile netto *adjusted* conseguito nelle divisioni Exploration & Production e Refining & Marketing, parzialmente compensato dall'incremento registrato nella divisione Gas & Power e nel settore Ingegneria & Costruzioni.

Exploration & Production

I risultati conseguiti dalla divisione Exploration & Production (utile netto *adjusted* in calo di €370 milioni nel quarto trimestre e di €4.022 milioni nell'anno, rispettivamente -26,6% e -50,9%) riflettono l'incidenza della fiscalità nel trimestre (+11,4 punti percentuali), nonostante il recupero operativo, mentre su base annua ha pesato lo scenario sfavorevole dei prezzi petroliferi (-€7.738 milioni, pari al 44,9% la variazione dell'utile operativo) ed i minori proventi da partecipazioni. L'utile operativo del trimestre registra un'inversione di tendenza (+83 milioni, pari al

3,1%) per effetto del ritorno alla crescita produttiva (+3,6 milioni di boe) e della ripresa dei prezzi del petrolio, in parte compensati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+12,2%) e dalla riduzione del prezzo del gas. Su base annua, la *performance* operativa ha risentito della flessione del prezzo del petrolio registrata nei primi nove mesi, dei minori prezzi del gas e della flessione dei volumi, mentre l'effetto cambio è stato positivo per effetto del deprezzamento dell'euro. Il *tax rate* su base annua è aumentato di 4,1 punti percentuali.

Refining & Marketing

La divisione Refining & Marketing chiude il trimestre con la perdita operativa *adjusted* di €196 milioni con un peggioramento di €440 milioni rispetto al quarto trimestre 2008. Nell'anno la perdita operativa *adjusted* è pari a €357 milioni, con un peggioramento di €937 milioni rispetto al 2008. Tali riduzioni sono state causate dal calo dei margini di raffinazione in un contesto di fondamentali deboli del settore. Sui risultati del trimestre ha pesato anche la flessione delle attività commerciali in Italia, che avevano registrato un andamento positivo nei primi nove mesi. A livello di risultato netto *adjusted* le flessioni di €338 milioni e €718 milioni hanno determinato rispettivamente nel quarto trimestre e nell'esercizio 2009 una perdita netta di €118 milioni e €197 milioni.

Gas & Power

Nonostante il crollo della domanda gas in Italia e in Europa e l'intensificarsi della pressione competitiva, la divisione Gas & Power ha conseguito un incremento dei risultati (utile netto *adjusted* +€330 milioni nel trimestre; +€268 milioni nell'anno, rispettivamente; +63,2% e +10,1%) per effetto essenzialmente della migliore *performance* operativa del Mercato (+€517 milioni nel trimestre, +€412 milioni nell'anno). L'incremento operativo ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per €191 milioni nel trimestre (€218 milioni nell'anno) che il *management* non valuta nella *performance* del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli *IFRS* non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (v. pag. 22) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato nel trimestre e nell'anno. I fattori positivi sono stati lo scenario positivo, l'incremento del risultato conseguito da Distrigas e le sinergie dell'acquisizione, nonché l'impatto della rinegoziazione di alcuni contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi in particolare sul mercato Italia.

I *Business Regolati* Italia confermano una sostanziale tenuta, mentre è in flessione il risultato del Trasporto internazionale.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni chiude con un utile netto *adjusted* in aumento rispetto all'anno precedente (+€16 milioni e +€108 milioni rispettivamente nel quarto trimestre e nell'anno) che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.

Petrochimica

Il settore continua a registrare perdite sia a livello operativo sia sul netto (perdita netta di €85 milioni nel trimestre e di €340 milioni nell'esercizio 2009) a causa del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva. Il *trend* è comunque in leggero miglioramento come evidenziato dalla riduzione della perdita netta nel trimestre con un +18,3% rispetto al quarto trimestre 2008; su base annua la perdita è incrementata del 5,3%.

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)

	31.12.2008	30.09.2009	31.12.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 30.09.2009
Capitale immobilizzato	74.461	78.304	79.963	5.502	1.659
Capitale di esercizio netto	(9.437)	(7.831)	(5.790)	3.647	2.041
Partecipazioni di circolante	2.741			(2.741)	
Fondi per benefici ai dipendenti	(947)	(976)	(944)	3	32
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	68	68	110	42	42
Capitale investito netto	66.886	69.565	73.339	6.453	3.774
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	48.510	49.025	50.301	1.791	1.276
Indebitamento finanziario netto	18.376	20.540	23.038	4.662	2.498
Coperture	66.886	69.565	73.339	6.453	3.774

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2008 (cambio EUR/USD 1,441 al 31 dicembre 2009, contro 1,392 al 31 dicembre 2008, +3,5%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro, ai cambi del 31 dicembre 2009, una diminuzione del capitale investito netto di €891 milioni, del patrimonio netto di €866 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €25 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€79.963 milioni) è aumentato di €5.502 milioni rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto degli investimenti tecnici di periodo (€13.695 milioni) e del *goodwill* residuale rilevato in connessione alla finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze di Distrigas (€903 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (€9.811 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€5.790 milioni) è aumentato di €3.647 milioni per l'effetto incrementativo connesso all'eliminazione della *put option* riconosciuta a Publigaz rilevata nel bilancio 2008 nelle altre passività di esercizio (+€1.495 milioni) a seguito dell'adesione all'OPA obbligatoria sulle minoranze Distrigas, nonché della riduzione dei debiti tributari e fondo imposte (€3.362 milioni) dovuta alle minori imposte stanziare in funzione del calo dell'utile imponibile dell'esercizio. I minori debiti commerciali sono stati compensati dalla riduzione dei crediti in relazione alla contrazione dei prezzi e dei volumi delle *commodity* energetiche. Questi effetti incrementativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione delle rimanenze di idrocarburi per effetto dei prelievi dal magazzino gas nei mesi invernali che non sono stati ricostituiti (-€576 milioni) e dall'incremento dei fondi rischi ed oneri in relazione agli accantonamenti dell'esercizio di oneri ambientali ed operativi e all'effetto dell'attualizzazione dovuto ai minori tassi di sconto delle obbligazioni future, nonché la variazione negativa (-€512 milioni) del *fair value* degli strumenti di copertura del rischio *commodity* nel settore E&P (*cash flow hedge*).

La voce **Partecipazioni di circolante** si riduce del valore di carico della partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft (€2.741 milioni) per effetto dell'esercizio dell'opzione di acquisto da parte di Gazprom.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€110 milioni) riguardano essenzialmente le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA per le quali sono in corso le trattative di vendita.

Il **patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti** (€50.301 milioni) è aumentato di €1.791 milioni. Tale incremento riflette: (i) l'utile complessivo di periodo (€4.425 milioni) dato dall'utile di conto economico di €5.567 milioni al netto delle perdite su *cash flow hedge* e delle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo; (ii) l'effetto netto della finalizzazione dell'OPA sugli azionisti di minoranza di Distrigas che ha determinato l'incremento di patrimonio connesso alla cancellazione della *put option* riconosciuta a Publigaz SCRL (+€1.495 milioni); (iii) l'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas sottoscritto dagli azionisti di minoranza per l'importo di €1.542 milioni.

Tali effetti incrementativi sono stati compensati dal pagamento dei dividendi Eni (€4.166 milioni) e dei dividendi agli azionisti di minoranza (€350 milioni) e dall'eliminazione del patrimonio netto di competenza delle minoranze Distrigas (€1.146 milioni) compreso l'utile maturato fino alla data di adesione all'OPA obbligatoria.

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
6.118	2.034	1.611	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	21.801	11.266
(4.691)	(2.957)	(3.894)	Investimenti tecnici	(14.562)	(13.695)
(1.943)	(63)	(46)	Acquisizioni di partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(4.019)	(2.323)
415	292	28	Dismissioni	979	3.595
(280)	4	84	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(267)	(425)
(381)	(690)	(2.217)	Free cash flow	3.932	(1.582)
(21)	(1.811)		Dividendi e acquisto azioni proprie Eni	(5.688)	(4.166)
(74)	12	(86)	Dividendi a minoranze e altri movimenti di patrimonio	(317)	1.210
(77)	304	(195)	Differenze cambio e altre variazioni	24	(124)
(553)	(2.185)	(2.498)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.049)	(4.662)

I principali flussi positivi dell'esercizio 2009 sono stati: (i) il **flusso di cassa netto da attività di esercizio** (€11.266 milioni); (ii) il disinvestimento del 20% di Gazprom Neft in forza dell'esercizio dell'opzione di acquisto da parte di Gazprom (€3.070 milioni), nonché la prima *tranche* del corrispettivo della cessione del 51% di OOO SeverEnergia per €155 milioni (compreso il rimborso dei finanziamenti concessi); (iii) la sottoscrizione da parte delle minoranze dell'aumento di capitale sociale di Snam Rete Gas per la parte di competenza (€1.542 milioni) nell'ambito della ristrutturazione delle attività regolate Italia; (iv) altri disinvestimenti minori (€370 milioni), in particolare proprietà *oil&gas* non strategiche nel settore Exploration & Production nell'ambito degli accordi definiti con il *partner* Suez nel 2008. Tali flussi hanno coperto in parte i fabbisogni di cassa dell'esercizio 2009 connessi agli investimenti tecnici (€13.695 milioni), alla finalizzazione dell'OPA obbligatoria sulle minoranze Distrigas compresa la procedura di *squeeze-out* per un importo di €2.045 milioni, nonché al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€4.166 milioni di cui €1.811 milioni per l'acconto dividendo 2009) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di minoranza (€350 milioni) in particolare di Snam Rete Gas e Saipem (€335 milioni), determinando un aumento di €4.662 milioni dell'indebitamento finanziario netto.

Altre informazioni

Preconsuntivo di Eni SpA

Il Consiglio ha preso atto altresì del preconsuntivo 2009 di Eni SpA, redatto in base agli IFRS, che chiude con l'utile netto di €5.331 milioni (€6.745 milioni nel 2008). La diminuzione di €1.414 milioni è dovuta: (i) alla flessione dell'utile operativo (€784 milioni), dovuta principalmente alla minore *performance* delle divisioni Exploration & Production e Refining & Marketing a causa del peggior scenario di mercato, parzialmente compensata dal maggior valore delle scorte, dalla migliore *performance* della divisione Gas & Power e dai minori costi della Corporate; (ii) ai maggiori oneri finanziari netti (€502 milioni); (iii) alle maggiori imposte sul reddito (€349 milioni). Questi effetti negativi sono in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni.

Art.36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in borsa di società con controllate costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 31 dicembre 2009 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano a otto controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norvegia AS, Eni Petroleum Co. Inc., NAOC-Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd e Burren Energy (Congo) Ltd già segnalate nel rendiconto di gestione sui risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2009. Sono state adottate le procedure adeguate per assicurare la completa *compliance* alla predetta normativa.

Seguono le informazioni sull'andamento operativo ed economico-finanziario dei settori di attività Eni nel quarto trimestre e nell'esercizio 2009.

Exploration & Production

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var.% IV trim. 09 vs 08	RISULTATI ^(a)	(€ milioni)	Esercizio		
						2008	2009	Var. %
6.506	5.325	6.677	2,6	Ricavi della gestione caratteristica	33.042	23.830	(27,9)	
1.987	2.557	2.411	21,3	Utile operativo	16.239	9.120	(43,8)	
734	(114)	393		Esclusione special item:	983	364		
646	(5)	403		- svalutazioni di asset e altre attività	989	618		
4	(111)	8		- plusvalenze nette su cessione di asset	4	(270)		
2	6	20		- oneri per incentivazione all'esodo	8	31		
77	(4)	(38)		- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(15)		
5				- altro				
2.721	2.443	2.804	3,1	Utile operativo adjusted	17.222	9.484	(44,9)	
23	(49)	(57)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	70	(23)		
139	106	24		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	609	243		
(1.494)	(1.557)	(1.752)		Imposte sul reddito ^(b)	(10.001)	(5.826)		
51,8	62,3	63,2		Tax rate (%)	55,9	60,0		
1.389	943	1.019	(26,6)	Utile netto adjusted	7.900	3.878	(50,9)	
				I risultati includono:				
2.762	1.458	2.434	(11,9)	- ammortamenti e svalutazioni di asset	7.488	7.363	(1,7)	
				di cui:				
634	281	350	(44,8)	ammortamenti di ricerca esplorativa	2.057	1.551	(24,6)	
473	225	269	(43,1)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.577	1.264	(19,8)	
161	56	81	(49,7)	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	480	287	(40,2)	
2.916	2.089	2.490	(14,6)	Investimenti tecnici	9.281	9.486	2,2	
				di cui:				
603	212	284	(52,9)	- ricerca esplorativa ^(c)	1.918	1.228	(36,0)	
				Produzioni ^{(d)(e)}				
1.079	957	1.073	(0,6)	Petrolio ^(f)	(migliaia di barili/giorno)	1.026	1.007	(1,9)
126	117	132	4,8	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	125	124	(0,8)
1.854	1.678	1.886	1,7	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.797	1.769	(1,6)
				Prezzi medi di realizzo				
46,47	62,69	68,42	47,2	Petrolio ^(f)	(\$/bbl)	84,05	56,95	(32,2)
295,16	183,78	183,52	(37,8)	Gas naturale	(\$/kmc)	282,82	198,64	(29,8)
47,11	49,54	52,24	10,9	Idrocarburi	(\$/boe)	68,13	46,90	(31,2)
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
54,91	68,28	74,57	35,8	Brent dated	(\$/bbl)	96,99	61,51	(36,6)
41,69	47,71	50,45	21,0	Brent dated	(€/bbl)	65,93	44,16	(33,0)
58,50	68,19	76,06	30,0	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	99,56	61,69	(38,0)
226,72	111,95	153,27	(32,4)	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	312,89	139,49	(55,4)

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Escludono gli special item.

(c) Include bonus esplorativi.

(d) Ulteriori dati sono forniti a pag. 43.

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

(f) Include i condensati.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2009** il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.804 milioni con un aumento di €83 milioni rispetto al quarto trimestre 2008, pari al 3,1%, per effetto: (i) dell'incremento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi di produzione (+10,9%) trainati dalla crescita del prezzo di realizzo del petrolio (+47,2%) a fronte della flessione del prezzo del gas (-37,8%) che ha risentito sia dei *time lag* contenuti nelle formule contrattuali indicizzate al petrolio, sia del calo delle quotazioni *spot*; (ii) della maggiore produzione venduta (+3,6 milioni di boe pari al 2,2%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+12,2%).

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €393 milioni che riguardano essenzialmente svalutazioni di proprietà *oil&gas* principalmente nel Golfo del Messico, Australia e Congo.

L'**utile netto adjusted** di €1.019 milioni è diminuito di €370 milioni rispetto al quarto trimestre 2008 per effetto dei minori utili delle società collegate, per l'andamento dello scenario e dell'aumento del *tax rate* (+11,4 punti percentuali) dovuto alla maggiore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità, nonché al conguaglio dell'imposta sul reddito in Libia relativo all'esercizio precedente per \$310 milioni (pari a €230 milioni) determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi.

Nel **2009 l'utile operativo adjusted** di €9.484 milioni è diminuito di €7.738 milioni rispetto al 2008, pari al 44,9%, per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e della minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'effetto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €500 milioni).

L'**utile netto adjusted** del settore Exploration & Production di €3.878 milioni è diminuito di €4.022 milioni (-50,9%) per effetto della variazione dell'utile operativo, dei minori proventi su partecipazioni e dell'aumento del *tax rate* (+4,1 punti percentuali) per i motivi descritti nel trimestre.

Gli *special item* dell'esercizio 2009 di €364 milioni di oneri netti riguardano svalutazioni di proprietà *oil&gas* come descritto nel commento del trimestre, compensate dalle plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione nell'ambito degli accordi con Suez.

Andamento operativo

La **produzione di idrocarburi del quarto trimestre 2009** ha conseguito il livello record di 1.886 mila boe/giorno, con un incremento di 32 mila boe/giorno rispetto al quarto trimestre 2008, pari all'1,7%. Escludendo l'effetto dell'incremento dei tagli produttivi OPEC (circa -20 mila boe/giorno), la produzione aumenta del 2,8%. L'incremento attribuibile al contributo degli avvii/regimazioni in Congo, Nigeria, Stati Uniti ed Egitto (119 mila boe/giorno), la restituzione di *royalty in kind* negli Stati Uniti e altri effetti contrattuali (circa 40 mila boe/giorno complessivi) è stato attenuato dall'impatto di fermate per problemi tecnici, dal declino di produzioni mature, nonché dall'effetto prezzo negativo nei PSA e schemi contrattuali simili (circa -20 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 91% (90% nel quarto trimestre 2008).

La produzione di petrolio (1.073 mila barili/giorno) è in lieve flessione rispetto al quarto trimestre 2008 (-0,6%). Gli aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico, per l'avvio dei progetti Thunderhawk (25%), Pegasus (58%) e Longhorn (75%), Congo, per la crescita del progetto Awa Paloukou (90%), e Nigeria, a seguito del maggior *interest* in Abo (Eni 85%) e lo *start-up* di Oyo (Eni 70%). Le riduzioni hanno riguardato le fermate per problemi tecnici in Libia, il declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord, nonché l'effetto prezzo negativo in diversi Paesi tra i quali l'Iran dove è avvenuto l'*handover* delle operazioni ai *partner* locali del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese.

La produzione di gas naturale (132 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 6 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4,8%. I principali aumenti sono stati registrati nel Golfo del Messico, Congo, per il contributo del progetto M'Boundi gas, Nigeria e Croazia, a seguito dell'avvio di Annamaria (Eni 50%). Le principali riduzioni hanno riguardato Libia, per i cali nella domanda di gas e problemi tecnici, e il declino di giacimenti maturi in particolare in Italia.

La **produzione di idrocarburi del 2009** (1.769 mila boe/giorno) è diminuita di 28 mila boe/giorno rispetto al 2008 (-1,6%). Escludendo l'effetto dei tagli produttivi OPEC (-28 mila boe/giorno), la produzione rimane sostanzialmente invariata (-0,2%). La minore produzione di gas destinata al mercato europeo, l'impatto di fermate di impianti per problemi tecnici e di sicurezza in Africa e il declino di giacimenti maturi sono stati assorbiti dagli avvii/crescita in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Venezuela e nel Golfo del Messico, nonché dall'effetto prezzo positivo nei PSA e schemi contrattuali simili (circa +35 mila barili/giorno). La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel 2008).

La produzione di petrolio (pari a 1.007 milioni di barili/giorno) è diminuita di 19 mila barili/giorno, pari all'1,9% per effetto dell'impatto di fermate non programmate in Libia e del declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Mare del Nord. Tali effetti negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita organica registrata in Angola, Congo, Kazakhstan, Golfo del Messico e Venezuela.

La produzione di gas naturale (124 milioni di metri cubi/giorno) è in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,8%). La crescita registrata nel Golfo del Messico, Kazakhstan, Congo e Croazia, è stata compensata dal declino in Libia e Italia.

Nel **trimestre il prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi** di 52,24 \$/barile è aumentato in media del 10,9% a seguito dell'andamento favorevole delle quotazioni dei greggi (il *marker* Brent è aumentato del 35,8%) e dell'apprezzamento del paniere Eni; in controtendenza i prezzi di realizzo del gas naturale (-37,8% e -29,8% rispettivamente nel quarto trimestre e nell'anno 2009) per effetto del *time-lag* di indicizzazione previsto nelle formule contrattuali e del calo delle quotazioni *spot*. Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato influenzato negativamente per 1,46 \$/barile dal regolamento di strumenti derivati relativi a 10,5 milioni di barili venduti nel trimestre, parte di quelli posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe (37,5 milioni di boe residui a fine 2009).

Nel **2009 i prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi** sono diminuiti in media del 31,2% per effetto dell'andamento dello scenario prezzi (-36,6%). Su base annua il regolamento di tali strumenti derivati ha influenzato in maniera marginale il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni. L'effetto positivo registrato nel primo semestre (+0,79 \$/barile sulla vendita di 21 milioni di barili) è stato assorbito nel secondo semestre (-0,23 \$/barile e -1,46 \$/barile rispettivamente nel terzo e quarto trimestre) in funzione dell'inversione di tendenza dei prezzi del petrolio.

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009			Esercizio	
					2008	2009
93,6	91,1	95,4	Volumi venduti	(milioni di barili)	364,3	373,5
11,5	10,6	10,5	Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "		46,0	42,2
45,12	62,92	69,88	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	88,17	56,98
1,36	(0,23)	(1,46)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(4,13)	(0,03)
46,47	62,69	68,42	Prezzo medio di realizzo		84,05	56,95

Riserve certe di idrocarburi pro-forma (dati preliminari)

		Esercizio		Var. %
		2008	2009	
Riserve certe^(a)				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.335	3.463	3,8
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	531	506	(4,7)
Idrocarburi	(milioni di boe)	6.600	6.571	(0,4)
di cui: Italia		681	703	3,2
Estero		5.919	5.868	(0,9)
Riserve certe sviluppate				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	2.036	2.035	..
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	322	337	4,7
Idrocarburi	(milioni di boe)	4.016	4.104	2,2

(a) Include la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto. In particolare include il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la *joint venture* OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della *call option*.

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

(milioni di boe)		
Riserve certe al 31 dicembre 2008		6.600
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro (escluso l'effetto prezzo)	695	
Effetto prezzo	(103)	
Totale promozioni nette		592
Acquisizioni		26
Cessioni		(1)
Produzione		(646)
Riserve certe al 31 dicembre 2009		6.571
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i>	(%)	96
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> escluso l'effetto prezzo	(%)	109

Nel 2009 le promozioni nette di riserve certe prima delle operazioni di portafoglio sono risultate pari a 592 milioni di boe riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime e altro (escluso l'effetto prezzo) per 695 milioni di boe a cui vanno dedotte le revisioni di precedenti stime imputabili all'effetto prezzo per -103 milioni di boe. Tale riduzione è principalmente dovuta alla variazione del *marker* Brent di riferimento, passato da 36,6 \$/barile del 2008 a 59,9 \$/barile⁴ del 2009, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve *equity* nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione.

Le acquisizioni si riferiscono quasi esclusivamente all'ingresso con una partecipazione del 27,5% in alcuni *assets* detenuti dalla società Quicksilver nell'area "Alliance" in Texas.

Nel 2009 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 96% corrispondente ad una vita residua delle riserve di 10,2 anni (10 anni nel 2008). Escludendo l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 109%.

Ulteriori informazioni di dettaglio relative alle riserve certe di idrocarburi del 2009 saranno fornite nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2009.

(4) Sulla base della nuova *rule SEC*, ai fini della determinazione delle riserve certe 2009 è stato utilizzato il prezzo medio annuale, determinato come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Per il 2008 è stato utilizzato il prezzo dell'ultimo giorno dell'anno.

Gas & Power

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08	RISULTATI ^(a)	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
						2008	2009	
12.713	5.511	7.468	(41,3)	Ricavi della gestione caratteristica		37.062	30.447	(17,8)
918	567	1.004	9,4	Utile operativo		4.030	3.687	(8,5)
(153)	41	(9)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	326	
(82)	113	132		Esclusione <i>special item</i> :		(37)	(112)	
(2)	1	1		- oneri ambientali		12	19	
1		27		- svalutazioni		1	27	
5		(1)		- plusvalenze nette su cessione di asset		7	(6)	
		115		- accantonamenti a fondo rischi			115	
12	4	13		- oneri per incentivazione all'esodo		20	25	
(98)	108	(23)		- componente valutativa dei derivati su commodity		(74)	(292)	
				- altro		(3)		
683	721	1.127	65,0	Utile operativo adjusted		3.564	3.901	9,5
32	185	549	..	Mercato		1.309	1.721	31,5
506	450	487	(3,8)	Business regolati Italia ^(a)		1.732	1.796	3,7
145	86	91	(37,2)	Trasporto Internazionale		523	384	(26,6)
(3)	(7)	4		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(13)	(15)	
88	76	94		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		420	332	
(246)	(211)	(373)		Imposte sul reddito ^(b)		(1.323)	(1.302)	
32,0	26,7	30,4		Tax rate (%)		33,3	30,9	
522	579	852	63,2	Utile netto adjusted		2.648	2.916	10,1
656	344	591	(9,9)	Investimenti tecnici		2.058	1.686	(18,1)
				Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
27,21	19,60	24,31	(10,7)	Vendite delle società consolidate		89,32	89,60	0,3
13,28	8,92	10,01	(24,6)	- Italia (inclusi gli autoconsumi)		52,82	40,04	(24,2)
13,77	10,31	14,14	2,7	- Resto d'Europa		35,61	48,65	36,6
0,16	0,37	0,16		- Extra Europa		0,89	0,91	2,2
2,47	1,52	2,26	(8,5)	Vendite delle società collegate (quota Eni)		8,91	7,95	(10,8)
29,68	21,12	26,57	(10,5)	Totale vendite e autoconsumi G&P		98,23	97,55	(0,7)
1,31	1,40	1,82	38,9	E&P in Europa e Golfo del Messico		6,00	6,17	2,8
30,99	22,52	28,39	(8,4)	Totale vendite mondo		104,23	103,72	(0,5)
22,24	17,24	21,56	(3,1)	Trasporto di gas naturale in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,64	76,90	(10,2)
13,16	9,77	9,82	(25,4)	Per conto Eni		51,80	39,63	(23,5)
9,08	7,47	11,74	29,3	Per conto Terzi		33,84	37,27	10,1
6,94	9,19	9,42	35,7	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,93	33,96	13,5

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2009** il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €1.127 milioni con un incremento di €444 milioni rispetto al quarto trimestre 2008, pari al 65%, dovuto alla positiva *performance* dell'attività Mercato (+€517 milioni). Questa ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per €191 milioni che il *management* non valuta nella *performance* del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli *IFRS* non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* (v. pag. 22) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato dovuto all'effetto scenario positivo in particolare per l'andamento del cambio, all'incremento dei risultati di Distrigas e alle sinergie dell'acquisizione, nonché all'impatto della rinegoziazione di alcuni contratti di fornitura di lungo termine, che

hanno più che compensato il calo dei volumi in particolare sul Mercato Italia. In flessione i risultati del Trasporto internazionale e dei *Business Regolati Italia*.

L'**utile netto adjusted** del **quarto trimestre 2009** di €852 milioni è aumentato di €330 milioni rispetto al quarto trimestre 2008 (+63,2%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa, nonché della riduzione del *tax rate adjusted* (dal 32% nel quarto trimestre 2008 al 30,4% nel quarto trimestre 2009).

Nell'**esercizio 2009** il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €3.901 milioni con un aumento di €337 milioni rispetto al 2008, pari al 9,5%, per effetto essenzialmente del miglioramento dell'attività Mercato (+€412 milioni) che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per €218 milioni associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. La misura alternativa di *performance EBITDA proforma adjusted* (v. pag. 22), che esclude l'impatto di tali proventi come spiegato nel commento sul trimestre, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato rispetto al 2008 per i fenomeni riportati nel trimestre. Si tratta di un risultato ancor più significativo considerato il crollo della domanda gas in Italia e in Europa e l'intensificarsi della pressione competitiva. In flessione il risultato dell'attività Trasporto internazionale.

L'**utile netto adjusted** del **2009** di €2.916 milioni è aumentato di €268 milioni rispetto al 2008 (+10,1%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa in parte assorbito dai minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* pari a oneri netti di €132 milioni nel trimestre e a proventi netti di €112 milioni nell'esercizio si riferiscono ad un accantonamento relativo al *business* GNL e alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* dell'attività Mercato descritti al paragrafo precedente (proventi di €23 milioni nel trimestre e di €292 milioni nel 2009).

Nei confronti di alcuni fornitori di gas è stato esercitato il diritto contrattualmente previsto di rinegoziare condizioni e termini del contratto di fornitura al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008. Tali rinegoziazioni si sono concluse nei primi giorni di febbraio.

Andamento operativo

Mercato

L'**utile operativo adjusted** del **quarto trimestre 2009** di €549 milioni è aumentato di €517 milioni rispetto al quarto trimestre 2008. Come evidenziato, il risultato ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per €191 milioni associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Al netto di tale effetto, il risultato riflette i seguenti fattori positivi:

- (i) il confronto favorevole dello scenario rispetto al quarto trimestre 2008 che fu penalizzato in particolare dall'andamento negativo del cambio;
- (ii) l'incremento del risultato registrato da Distrigas, nonché le sinergie dell'integrazione;
- (iii) l'impatto della rinegoziazione di alcuni contratti di fornitura di lungo termine.

Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla perdita di risultato connessa alla rilevante contrazione dei volumi nel mercato italiano (-3,3 miliardi di metri cubi, pari al 24,7%) e alla riduzione dei margini per effetto della pressione competitiva in relazione all'ampia disponibilità di gas sul mercato.

L'**utile operativo adjusted** dell'**esercizio 2009** di €1.721 milioni è aumentato di €412 milioni rispetto al 2008, pari al 31,5%. Il risultato ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura di €218 milioni associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Al netto di tale effetto, il Mercato conferma comunque una *performance* positiva grazie all'effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione di alcuni contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var. %
13,30	8,92	10,01	(24,7)	ITALIA	52,87	40,04	(24,3)
2,29	0,70	1,47	(35,8)	- Grossisti	7,52	5,92	(21,3)
0,43	0,24	0,41	(4,7)	- Gas release	3,28	1,30	(60,4)
0,59	0,63	1,35	..	- PSV e borsa	1,89	2,37	25,4
2,32	1,87	1,62	(30,2)	- Industriali	9,59	7,58	(21,0)
0,37	0,09	0,39	5,4	PMI e terziario	1,05	1,08	2,9
3,97	3,39	1,29	(67,5)	- Termoelettrici	17,69	9,68	(45,3)
2,07	0,45	1,98	(4,3)	- Residenziali	6,22	6,30	1,3
1,26	1,55	1,50	19,0	- Autoconsumi	5,63	5,81	3,2
17,69	13,60	18,38	3,9	VENDITE INTERNAZIONALI	51,36	63,68	24,0
15,95	11,65	15,97	0,1	Resto d'Europa	43,03	55,45	28,9
2,87	2,07	2,64	(8,0)	- Importatori in Italia	11,25	10,48	(6,8)
13,08	9,58	13,33	1,9	- Mercati europei	31,78	44,97	41,5
1,86	1,92	1,64	(11,8)	Penisola Iberica	7,44	6,81	(8,5)
1,82	1,09	1,59	(12,6)	Germania - Austria	5,29	5,36	1,3
4,57	2,85	4,75	3,9	Belgio	4,57	14,86	..
0,93	0,30	0,82	(11,8)	Ungheria	2,82	2,58	(8,5)
1,00	1,02	1,31	31,0	Nord Europa	3,21	4,31	34,3
1,21	1,17	1,30	7,4	Turchia	4,93	4,79	(2,8)
1,20	1,02	1,53	27,5	Francia	2,66	4,91	84,6
0,49	0,21	0,39	(20,4)	altro	0,86	1,35	57,0
0,43	0,55	0,59	37,2	Mercati extra europei	2,33	2,06	(11,6)
1,31	1,40	1,82	38,9	E&P in Europa e Golfo del Messico	6,00	6,17	2,8
30,99	22,52	28,39	(8,4)	TOTALE VENDITE GAS MONDO	104,23	103,72	(0,5)

Le vendite di gas naturale del quarto trimestre 2009 sono state di 28,39 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una diminuzione di 2,60 miliardi di metri cubi rispetto al quarto trimestre 2008, pari all'8,4%, dovuta alla flessione registrata in Italia.

Le vendite Eni in Italia (10,01 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 3,29 miliardi di metri cubi, pari al 24,7%, a causa dell'azione della concorrenza e della maggiore disponibilità di gas sul mercato dovuta all'entrata in esercizio nell'ottobre 2009 del terminale di rigassificazione di GNL *offshore* nell'Alto Adriatico e alla regimazione dei potenziamenti dei gasdotti di importazione. Il calo delle vendite ha riguardato i termoelettrici (-2,68 miliardi di metri cubi), il settore grossisti (-0,82 miliardi di metri cubi) e l'industria (-0,70 miliardi di metri cubi). Questi fattori sono stati in parte attenuati dalle condizioni climatiche più rigide registrate rispetto al corrispondente periodo del 2008 e dai maggiori volumi destinati alla produzione interna di energia elettrica per l'entrata a regime dei nuovi gruppi di potenza della centrale di Ferrara.

Le vendite internazionali di 18,38 miliardi di metri cubi sono aumentate di 0,69 miliardi di metri cubi, pari al 3,9%, per effetto delle maggiori vendite nel Nord Europa (+0,31 miliardi di metri cubi), dell'apporto di Distrigas (+0,18 miliardi di metri cubi) e della crescita organica in Francia (+0,33 miliardi di metri cubi), a fronte di flessioni registrate nella Penisola Iberica, Germania e Ungheria a causa della crisi dei consumi.

Le vendite di gas naturale del 2009 sono state di 103,72 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico), in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,51 miliardi di metri cubi, pari allo 0,5%). Il contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) ha permesso di attenuare gli effetti negativi della rilevante riduzione della domanda gas in Italia (-11%) e in Europa (-7,4%), entrambe su base stagionalizzata.

Le vendite in Italia sono state di 40,04 miliardi di metri cubi con un decremento di 12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%, dovuto alla significativa riduzione registrata nelle forniture ai termoelettrici (-8,01 miliardi di metri cubi), all'industria (-2,01 miliardi di metri cubi) e al settore grossisti (-1,60 miliardi di metri cubi) per effetto della contrazione dell'attività produttiva e dell'intensificarsi della pressione competitiva, in particolare nell'ultima

parte dell'esercizio, anche in funzione di nuova disponibilità di gas sul mercato. In lieve aumento le vendite ai residenziali, per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate in particolare nel primo e quarto trimestre 2009, e i volumi destinati alla produzione interna di energia elettrica.

Le vendite internazionali di 63,68 miliardi di metri cubi sono aumentate di 12,32 miliardi di metri cubi, pari al 24%, per effetto del pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi). Aumenti organici sono stati registrati in Francia (+1,27 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (+1,10 miliardi di metri cubi). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni registrate nelle vendite agli importatori in Italia (-0,77 miliardi di metri cubi), nella Penisola Iberica (-0,63 miliardi di metri cubi) e in Ungheria (-0,24 miliardi di metri cubi) dovute al calo della domanda.

Le **vendite di energia elettrica** di 9,42 TWh nel quarto trimestre 2009 e di 33,96 TWh nel 2009 sono aumentate rispettivamente del 35,7% e del 13,5%, nonostante il calo della domanda elettrica, e hanno riguardato principalmente il mercato libero e in particolare i segmenti *retail*, con un incremento del tasso di penetrazione della base clienti per effetto delle campagne di *marketing* attuate, e grossisti, per l'avvio delle forniture nell'ambito degli accordi VPP (*Virtual Power Plant*) stipulati a fine 2008. In controtendenza le vendite ai clienti *large* che hanno risentito in parte della diminuzione del portafoglio clienti e della crisi economica.

Le produzioni Eni sono aumentate presso i siti di Ferrara (Eni 51%), per effetto dell'entrata in esercizio dei due nuovi gruppi di potenza da 390 megawatt, e Mantova, nonché, nel quarto trimestre, per la maggiore regolarità di marcia degli impianti di Ravenna e Livorno.

Business regolati Italia

L'**utile operativo adjusted del quarto trimestre 2009** di €487 milioni è diminuito di €19 milioni rispetto al quarto trimestre 2008, pari al 3,8%, per effetto della flessione registrata: (i) dall'attività Distribuzione che evidenzia una riduzione (-€21 milioni) dovuta prevalentemente al nuovo impianto tariffario dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che riducendo l'incidenza della componente *commodity* ha di fatto destagionalizzato il profilo di risultato del *business*; (ii) dall'attività Trasporto (-€16 milioni) per effetto dei minori volumi.

L'attività di stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €58 milioni (€40 milioni nel quarto trimestre 2008).

L'**utile operativo adjusted dell'esercizio 2009** di €1.796 milioni è aumentato di €64 milioni rispetto al 2008, pari al 3,7%, per effetto del contributo positivo dell'attività Distribuzione (+€72 milioni) dovuto prevalentemente all'incremento dei ricavi che possono essere recuperati in tariffa in base al nuovo impianto tariffario riconosciuto dall'AEEG. In contrazione il risultato dell'attività Trasporto, che pur beneficiando del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati, risulta penalizzata dai minori volumi a seguito della flessione della domanda gas in Italia (-€52 milioni).

In aumento i risultati dell'attività di stoccaggio rispetto al 2008 (€227 milioni e €183 milioni rispettivamente nel 2009 e 2008).

Nel 2009 sono stati **trasportati 76,90 miliardi di metri cubi di gas naturale in Italia** (21.56 miliardi di metri cubi nel quarto trimestre 2009) con una diminuzione di 8,74 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,2% (-0,68 miliardi di metri cubi rispetto al quarto trimestre 2008, pari al 3,1%) per effetto dei minori volumi trasportati a seguito della contrazione della domanda.

Nell'ambito dell'**attività di stoccaggio** sono stati erogati 8,71 miliardi di metri cubi di gas (+3,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2008) e sono stati immessi in giacimento 7,81 miliardi di metri cubi (+1,51 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente). Nel 2009 la capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 13,9 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico.

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted del quarto trimestre 2009** di €91 milioni (€384 milioni nel 2009) è diminuito di €54 milioni rispetto al quarto trimestre 2008, pari al 37,2% (-€139 milioni nel 2009, pari al 26,6%), per effetto essenzialmente dei maggiori ammortamenti connessi al potenziamento del gasdotto TTPC, nonché della rilevazione dei costi di ripristino della piena operatività del gasdotto TMPC danneggiato a seguito dell'incidente occorso nel dicembre 2008.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'*EBITDA* proforma *adjusted* del settore Gas & Power e il dettaglio per area di *business*:

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var.% IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var. %
940	703	1.159	23,3	EBITDA proforma adjusted	4.310	4.403	2,2
360	211	623	73,1	Mercato	2.271	2.392	5,3
115	(150)	(143)		di cui: +/- rettifica derivati commodity	119	(133)	
369	338	363	(1,6)	Business regolati Italia	1.284	1.345	4,8
211	154	173	(18,0)	Trasporto internazionale	755	666	(11,8)

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted*, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su *commodity* come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base proforma includendo il 100% dell'*EBITDA* delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,58% al 31 dicembre 2009 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,58%). Ai soli fini della determinazione dell'*EBITDA* proforma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su *commodity* e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel *reporting period* di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti *reporting period* confluisce nell'*EBITDA* proforma *adjusted*. Il *management* ritiene che l'*EBITDA* *adjusted* rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad un'*utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA* *adjusted* consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*. L'*EBITDA* *adjusted* non è previsto dagli *IFRS*.

Refining & Marketing

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		
						2008	2009	Var. %
6.934	8.582	9.150	32,0	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)		45.017	31.853	(29,2)
(2.192)	34	(423)	(80,7)	Utile operativo		(988)	(102)	(89,7)
2.233	(173)	(152)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		1.199	(792)	
203	29	379		Esclusione <i>special item</i> :		369	537	
				<i>di cui</i> :				
				Oneri (proventi) non ricorrenti		(21)		
203	29	379		Altri <i>special item</i>		390	537	
48	19	31		- oneri ambientali		76	72	
149	12	325		- svalutazioni		299	389	
3	(2)	(1)		- plusvalenze nette su cessione di asset		13	(2)	
		2		- accantonamenti a fondo rischi			17	
13	3	11		- oneri per incentivazione all'esodo		23	22	
(10)	(3)	11		- componente valutativa dei derivati su commodity		(21)	39	
244	(110)	(196)	..	Utile operativo adjusted		580	(357)	..
1				Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		1		
63	22	14		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		174	75	
(88)	40	64		Imposte sul reddito ^(b)		(234)	85	
28,6		Tax rate (%)		31,0	..	
220	(48)	(118)	..	Utile netto adjusted		521	(197)	..
422	164	254	(39,8)	Investimenti		965	635	(34,2)
				Margine di raffinazione				
7,72	2,34	1,24	(83,9)	Brent	(\$/bbl)	6,49	3,13	(51,8)
5,86	1,64	0,84	(85,7)	Brent	(€/bbl)	4,41	2,25	(49,0)
9,61	2,26	1,80	(81,3)	Brent/Ural	(\$/bbl)	8,85	3,56	(59,8)
				Lavorazioni e vendite	(milioni di tonnellate)			
6,19	6,42	5,97	(3,6)	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		25,59	24,02	(6,1)
7,73	7,94	7,30	(5,6)	Lavorazioni in conto proprio in Italia		30,39	29,40	(3,3)
1,34	1,35	1,31	(2,2)	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa		5,45	5,15	(5,5)
9,07	9,29	8,61	(5,1)	Lavorazioni in conto proprio Italia + Estero		35,84	34,55	(3,6)
2,29	2,36	2,26	(1,3)	Rete Italia		8,81	9,03	2,5
0,77	0,80	0,74	(3,9)	Rete resto d'Europa		3,22	2,99	(7,1)
3,06	3,16	3,00	(2,0)	Rete Europa		12,03	12,02	(0,1)
2,89	2,43	2,47	(14,5)	Extrarrete Italia		11,15	9,56	(14,3)
1,00	0,94	0,96	(4,0)	Extrarrete resto d'Europa		3,94	3,66	(7,1)
3,89	3,37	3,43	(11,8)	Extrarrete Europa		15,09	13,22	(12,4)
0,13	0,10	0,10	(23,1)	Extrarrete altro estero		0,56	0,41	(26,8)
5,03	4,71	5,59	11,1	Altre vendite		21,48	19,94	(7,2)
12,11	11,34	12,12	0,1	Totale vendite		49,16	45,59	(7,3)
				Penisola Iberica		1,52
12,11	11,34	12,12	0,1	TOTALE		50,68	45,59	(10,0)
				Vendite per area geografica				
7,52	6,88	6,90	(8,2)	Italia		28,92	26,68	(7,7)
1,77	1,74	1,70	(4,0)	Resto d'Europa		8,68	6,65	(23,4)
2,82	2,72	3,52	24,8	Altro estero		13,08	12,26	(6,3)

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'IFRIC13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorparati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2009** il settore Refining & Marketing ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €196 milioni a fronte dell'utile operativo di €244 milioni nel quarto trimestre 2008. Il peggioramento di €440 milioni riflette il calo del margine di raffinazione a causa dello scenario sfavorevole per la riduzione del premio di

conversione per il restringimento dei differenziali di prezzo tra greggi leggeri e pesanti e l'eccesso di prodotto finito in particolare di gasolio, il cui *spread* sulla materia prima è sceso nel trimestre ai minimi storici. Sui risultati del trimestre ha pesato anche la riduzione del contributo ai risultati delle attività commerciali in Italia.

La **perdita netta adjusted** del **quarto trimestre 2009** pari a €118 milioni rispetto all'utile di €220 milioni del trimestre 2008 risente oltre che del peggioramento della *performance* operativa anche dei minori utili delle imprese partecipate.

Nel **2009** il settore Refining & Marketing ha conseguito la **perdita operativa adjusted** di €357 milioni con un peggioramento di €937 milioni rispetto al 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione dovuta all'andamento negativo dello scenario.

La **perdita netta adjusted** è stata di €197 milioni con un peggioramento di €718 milioni rispetto al 2008 (che ha chiuso con l'utile di €521 milioni) per effetto della significativa flessione operativa nonché della riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (€379 milioni nel trimestre; €537 milioni nell'anno) e dall'utile netto (€412 milioni e €501 milioni rispettivamente) riguardano principalmente le svalutazioni operate in funzione delle previsioni di deboli fondamentali per l'industria di raffinazione e ridimensionamento delle aspettative di crescita in alcuni mercati *retail* e altri canali. Queste hanno riguardato in particolare impianti di raffinazione a bassa complessità, comprese raffinerie partecipate, il *goodwill* rilevato in connessione ad *asset* commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale, *asset* commerciali in Europa, nonché gli investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi. Gli altri *special item* hanno riguardato oneri ambientali e per rischi e la componente valutativa dei derivati su *commodity*.

Andamento operativo

Nel **quarto trimestre 2009** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 8,61 milioni di tonnellate con una diminuzione del 5,1% rispetto al quarto trimestre 2008. In Italia la diminuzione dei volumi (-5,6%) riflette il rallentamento del passo degli impianti, in particolare di Gela e Taranto, per effetto dell'andamento negativo dello scenario. All'estero la flessione delle lavorazioni è attribuibile al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda in particolare in Repubblica Ceca.

Le vendite di prodotti petroliferi del trimestre (12,12 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente invariate rispetto al quarto trimestre 2008 (+0,1%).

Le vendite rete in Italia (2,26 milioni di tonnellate) hanno registrato una flessione di circa 30 mila tonnellate (-1,3%) per effetto della contrazione della domanda. Tale riduzione ha riguardato principalmente le vendite di benzina a fronte della sostanziale tenuta delle vendite di gasolio e GPL. La quota di mercato media del trimestre è del 31,2% in diminuzione di 0,5 punti percentuali rispetto al quarto trimestre 2008.

Le vendite extrarete in Italia (2,47 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 420 mila tonnellate, pari al 14,5%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria (in particolare avio, olii combustibili destinati al settore termoelettrico e bunkeraggi marittimi).

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 740 mila tonnellate) sono diminuite di circa 30 mila tonnellate, pari al 3,9%, a causa della flessione della domanda di carburanti, in particolare in Germania e in Europa Orientale.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (0,96 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 40 mila tonnellate, pari al 4% essenzialmente in Germania, Svizzera e Slovenia, per effetto della contrazione dei consumi in particolare di olio combustibile.

Nel **2009** le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 34,55 milioni di tonnellate con una riduzione del 3,6% rispetto al 2008. In Italia la riduzione delle lavorazioni in conto proprio (-3,3%) riflette scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole. All'estero la flessione delle lavorazioni presso la raffineria in Repubblica Ceca è dovuta al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda.

Escludendo l'impatto della cessione nel 2008 delle attività di distribuzione nella Penisola Iberica (-1,52 milioni di tonnellate), le vendite di prodotti petroliferi del 2009 (45,59 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,57 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 7,3%.

Le vendite rete in Italia (9,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 2,5%, per effetto delle campagne promozionali e delle politiche di *pricing* attuate nel corso dell'anno, in particolare si segnala il successo della modalità di vendita "Iperself", e dell'apertura di nuovi punti vendita. In aumento le vendite di gasolio. La quota di mercato media del 2009 è del 31,5% in aumento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2008 (30,6%).

Le vendite extrarete in Italia (9,56 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,59 milioni di tonnellate, pari al 14,3%, per effetto del calo della domanda di prodotti da parte dell'industria dovuta alla recessione economica.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 2,99 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, a causa della flessione della domanda di carburanti, in particolare in Germania e in Europa Orientale.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (3,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 280 mila tonnellate essenzialmente in Germania, Repubblica Ceca e Svizzera.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var. %
24.550	19.142	22.190	(9,6)	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	108.082	83.340	(22,9)
262	333	281	7,3	Altri ricavi e proventi	728	1.115	53,2
(20.834)	(14.207)	(16.590)	20,4	Costi operativi	(80.354)	(62.394)	22,4
				<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	21		
(156)	(87)	94	..	Altri proventi e oneri operativi ^(b)	(124)	55	..
(3.514)	(1.964)	(3.259)	7,3	Ammortamenti e svalutazioni	(9.815)	(9.811)	..
308	3.217	2.716	..	Utile operativo	18.517	12.305	(33,5)
(349)	(175)	(157)	55,0	Proventi (oneri) finanziari netti	(640)	(551)	13,9
157	194	17	(89,2)	Proventi netti su partecipazioni	1.373	569	(58,6)
116	3.236	2.576	..	Utile prima delle imposte	19.250	12.323	(36,0)
(874)	(1.747)	(1.648)	(88,6)	Imposte sul reddito	(9.692)	(6.756)	30,3
n.s.	54,0	64,0		Tax rate (%)	50,3	54,8	
(758)	1.489	928	..	Utile netto	9.558	5.567	(41,8)
				<i>di cui:</i>			
(874)	1.240	641	..	- utile netto di competenza Eni	8.825	4.617	(47,7)
116	249	287	..	- utile netto di terzi azionisti	733	950	29,6
(874)	1.240	641	..	Utile netto di competenza Eni	8.825	4.617	(47,7)
1.693	(108)	(31)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	723	(191)	
1.136	20	784		Esclusione special item	616	781	
				<i>di cui:</i>			
				- oneri (prov enti) non ricorrenti	(21)		
1.136	20	784		- altri special item	637	781	
1.955	1.152	1.394	(28,7)	Utile netto adjusted di competenza Eni ^(c)	10.164	5.207	(48,8)

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'IFRIC13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati dalla transazione principale in base al loro fair value e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su commodity, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione adjusted dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati del periodo di confronto.

(c) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana (33% per i periodi pregressi). L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli *IFRS*, né dagli *U.S. GAAP*. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli *IFRS*. Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli *special item* la componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'*accretion discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto *adjusted* a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(€ milioni)

Esercizio 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.120	3.687	(102)	(687)	1.131	(370)	(474)		12.305
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(345)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		19	72	12		141	54		298
svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(277)
accantonamenti a fondo rischi		115	17			(4)			128
oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		134
componente valutativa dei derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(287)
altro						(36)	40		4
Special item dell'utile operativo	364	(112)	537	140	(11)	112	132		1.162
Utile operativo adjusted	9.484	3.901	(357)	(426)	1.120	(258)	(342)		13.122
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(15)				12	(525)		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito ^(a)	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.114)
Tax rate (%)	60,0	30,9	..		23,7				53,6
Utile netto adjusted	3.878	2.916	(197)	(340)	892	(245)	(744)	(3)	6.157
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									950
- utile netto adjusted di competenza Eni									5.207
Utile netto di competenza Eni									4.617
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(191)
Esclusione special item									781
Utile netto adjusted di competenza Eni									5.207

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2008

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(346)	(743)	125	18.517
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166					936
Esclusione special item:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti			(21)						(21)
Altri special item:	983	(37)	390	281	(4)	102	461		2.176
oneri ambientali		12	76			101	120		309
svalutazioni	989	1	299	278		5			1.572
plusvalenze nette su cessione di asset	4	7	13	(5)	(4)	(14)	(9)		(8)
accantonamenti a fondo rischi						4			4
oneri per incentivazione all'esodo	8	20	23	8		4	28		91
componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(74)	(21)				52		(61)
altro		(3)				2	270		269
Special item dell'utile operativo	983	(37)	369	281	(4)	102	461		2.155
Utile operativo adjusted	17.222	3.564	580	(398)	1.041	(244)	(282)	125	21.608
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	70	(13)	1	1	1	(39)	(661)		(640)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	609	420	174	(9)	49	4	5		1.252
Imposte sul reddito ^(a)	(10.001)	(1.323)	(234)	83	(307)		406	(49)	(11.425)
Tax rate (%)	55,9	33,3	31,0		28,1				51,4
Utile netto adjusted	7.900	2.648	521	(323)	784	(279)	(532)	76	10.795
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									631
- utile netto adjusted di competenza Eni									10.164
Utile netto di competenza Eni									8.825
Esclusione (utile) perdita di magazzino									723
Esclusione special item:									616
- oneri (proventi) non ricorrenti									(21)
- altri special item									637
Utile netto adjusted di competenza Eni									10.164

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	2.411	1.004	(423)	(173)	277	(165)	(153)	(62)	2.716
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(9)	(152)	26					(135)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		1	31	12		96	54		194
svalutazioni	403	27	325	24	2	(1)			780
plusvalenze nette su cessione di asset	8	(1)	(1)		7				13
accantonamenti a fondo rischi		115	2						117
oneri per incentivazione all'esodo	20	13	11	7		4	18		73
componente valutativa dei derivati su commodity	(38)	(23)	11		(2)				(52)
altro							(4)		(4)
Special item dell'utile operativo	393	132	379	43	7	99	68		1.121
Utile operativo adjusted	2.804	1.127	(196)	(104)	284	(66)	(85)	(62)	3.702
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	4				(16)	(88)		(157)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	24	94	14		20	(1)			151
Imposte sul reddito ^(a)	(1.752)	(373)	64	19	(75)		78	24	(2.015)
Tax rate (%)	63,2	30,4	..		24,7				54,5
Utile netto adjusted	1.019	852	(118)	(85)	229	(83)	(95)	(38)	1.681
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									287
- utile netto adjusted di competenza Eni									1.394
Utile netto di competenza Eni									641
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(31)
Esclusione special item									784
Utile netto adjusted di competenza Eni									1.394

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2008

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	1.987	918	(2.192)	(493)	302	(153)	(362)	301	308
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(153)	2.233	268					2.348
Esclusione special item:									
oneri ambientali		(2)	48			73	120		239
svalutazioni	646	1	149	106		2			904
plusvalenze nette su cessione di asset	4	5	3		(4)	(1)			7
accantonamenti a fondo rischi						(16)			(16)
oneri per incentivazione all'esodo	2	12	13	7		2	14		50
componente valutativa dei derivati su commodity	77	(98)	(10)				49		18
altro	5					2	75		82
Special item dell'utile operativo	734	(82)	203	113	(4)	62	258		1.284
Utile operativo adjusted	2.721	683	244	(112)	298	(91)	(104)	301	3.940
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	23	(3)	1	1	1	(27)	(345)		(349)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	139	88	63	(11)	13	1			293
Imposte sul reddito ^(a)	(1.494)	(246)	(88)	18	(99)		208	(112)	(1.813)
Tax rate (%)	51,8	32,0	28,6		31,7				46,7
Utile netto adjusted	1.389	522	220	(104)	213	(117)	(241)	189	2.071
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									116
- utile netto adjusted di competenza Eni									1.955
Utile netto di competenza Eni									(874)
Esclusione (utile) perdita di magazzino									1.693
Esclusione special item									1.136
Utile netto adjusted di competenza Eni									1.955

(a) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	2.557	567	34	(60)	274	(28)	(134)	7	3.217
Esclusione (utile) perdita di magazzino		41	(173)	(13)					(145)
Esclusione special item:									
oneri ambientali		1	19						20
svalutazioni	(5)		12	8		2			17
plusvalenze nette su cessione di asset	(111)		(2)		(3)				(116)
oneri per incentivazione all'esodo	6	4	3			2	8		23
componente valutativa dei derivati su commodity	(4)	108	(3)		(4)				97
altro						(40)	44		4
Special item dell'utile operativo	(114)	113	29	8	(7)	(36)	52		45
Utile operativo adjusted	2.443	721	(110)	(65)	267	(64)	(82)	7	3.117
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(49)	(7)					(119)		(175)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	106	76	22		10	2			216
Imposte sul reddito ^(a)	(1.557)	(211)	40	19	(63)		18	(3)	(1.757)
Tax rate (%)	62,3	26,7	..		22,7				55,6
Utile netto adjusted	943	579	(48)	(46)	214	(62)	(183)	4	1.401
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									249
- utile netto adjusted di competenza Eni									1.152
Utile netto di competenza Eni									1.240
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(108)
Esclusione special item									20
Utile netto adjusted di competenza Eni									1.152

(a) I valori escludono gli special item.

Analisi degli special item

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
			Oneri (proventi) non ricorrenti		(21)
			<i>di cui:</i>		
			accantonamenti (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust		(21)
1.284	45	1.121	Altri special item:	2.176	1.162
904	17	780	svalutazioni	1.572	1.162
239	20	194	oneri ambientali	309	298
7	(116)	13	plusvalenze nette su cessione di asset	(8)	(277)
(16)		117	accantonamenti a fondo rischi	4	128
50	23	73	oneri per incentivazione all'esodo	91	134
18	97	(52)	componente valutativa dei derivati su commodity	(61)	(287)
82	4	(4)	altro	269	4
1.284	45	1.121	Special item dell'utile operativo	2.155	1.162
(52)	39	148	Oneri (proventi) su partecipazioni	(239)	179
			<i>di cui:</i>		
			- plusvalenza per cessione della partecipazione in GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)	(185)	
(96)	(64)	(465)	Imposte sul reddito	(1.402)	(540)
			<i>di cui:</i>		
286			effetti ex DL n.112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:	(270)	(27)
286			- di magazzino	(176)	
			- di attività per imposte anticipate	(94)	(27)
			effetti ex legge Finanziaria 2008	(290)	
			adeguamento fiscalità differita Libia	(173)	
		72	svalutazione imposte anticipate E&P		72
(5)		(192)	altri	(46)	(192)
(377)	(64)	(365)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(623)	(413)
1.136	20	784	Totale special item dell'utile netto	514	781
			<i>di cui:</i>		
			- quota degli special item di competenza di terzi azionisti	(102)	
1.136	20	784	- quota degli special item di competenza Eni	616	781

Dettaglio delle svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
836	17	647	Svalutazione asset materiali/immateriali	1.349	995
44		33	Svalutazione goodwill	44	56
880	17	680	Sub totale	1.393	1.051
24		100	Svalutazioni attività correnti	179	111
904	17	780	Totale svalutazioni	1.572	1.162

Utile operativo adjusted

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var.% IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var.%
2.721	2.443	2.804	3,1	Exploration & Production	17.222	9.484	(44,9)
683	721	1.127	65,0	Gas & Power	3.564	3.901	9,5
244	(110)	(196)	..	Refining & Marketing	580	(357)	..
(112)	(65)	(104)	7,1	Petrochimica	(398)	(426)	(7,0)
298	267	284	(4,7)	Ingegneria & Costruzioni	1.041	1.120	7,6
(91)	(64)	(66)	27,5	Altre attività	(244)	(258)	(5,7)
(104)	(82)	(85)	18,3	Corporate e società finanziarie	(282)	(342)	(21,3)
301	7	(62)		Effetto eliminazione utili interni	125		
3.940	3.117	3.702	(6,0)		21.608	13.122	(39,3)

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var. %
6.506	5.325	6.677	2,6	Exploration & Production	33.042	23.830	(27,9)
12.713	5.511	7.468	(41,3)	Gas & Power	37.062	30.447	(17,8)
6.934	8.582	9.150	32,0	Refining & Marketing	45.017	31.853	(29,2)
1.042	1.162	1.136	9,0	Petrolchimica	6.303	4.203	(33,3)
2.524	2.383	2.400	(4,9)	Ingegneria & Costruzioni	9.176	9.664	5,3
41	20	21	(48,8)	Altre attività	185	88	(52,4)
374	310	359	(4,0)	Corporate e società finanziarie	1.331	1.280	(3,8)
12	3	(50)		Effetto eliminazione utili interni	75	(66)	
(5.596)	(4.154)	(4.971)		Elisioni di consolidamento	(24.109)	(17.959)	
24.550	19.142	22.190	(9,6)		108.082	83.340	(22,9)

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var. %
19.750	13.195	15.499	(21,5)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi di cui - oneri non ricorrenti - altri special item	76.350 (21)	58.214 537	(23,8)
531	16	411			761	537	
1.084	1.012	1.091	0,6	Costo lavoro	4.004	4.180	4,4
50	23	73		di cui - incentivi per esodi agevolati e altro	91	134	
20.834	14.207	16.590	(20,4)		80.354	62.394	(22,4)

Derivati non di copertura su commodity

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
(79)	1	37	Exploration & Production	6	16
(2)	(3)	(1)	- componente realizzata	(12)	1
(77)	4	38	- componente valutativa	18	15
(70)	(110)	78	Gas & Power	(85)	81
(168)	(2)	55	- componente realizzata	(159)	(211)
98	(108)	23	- componente valutativa	74	292
53	20	(21)	Refining & Marketing	35	(64)
43	17	(10)	- componente realizzata	14	(25)
10	3	(11)	- componente valutativa	21	(39)
(21)	2	1	Petrolchimica	(23)	13
(21)	2	1	- componente realizzata	(23)	10
			- componente valutativa		3
	(3)	(1)	Ingegneria & Costruzioni		9
	(7)	(3)	- componente realizzata		(7)
	4	2	- componente valutativa		16
(39)	3		Corporate e società finanziarie	(57)	
10	3		- componente realizzata	(5)	
(49)			- componente valutativa	(52)	
(156)	(87)	94	Totale	(124)	55
(138)	10	42	- componente realizzata	(185)	(232)
(18)	(97)	52	- componente valutativa	61	287

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009	Var. % IV trim. 09 vs 08		Esercizio		
					2008	2009	Var. %
2.140	1.463	2.062	(3,6)	Exploration & Production	6.678	6.787	1,6
244	243	261	7,0	Gas & Power	797	981	23,1
110	102	109	(0,9)	Refining & Marketing	430	408	(5,1)
35	16	19	(45,7)	Petrochimica	117	83	(29,1)
87	106	111	27,6	Ingegneria & Costruzioni	335	433	29,3
	1			Altre attività	3	2	(33,3)
22	21	22		Corporate e società finanziarie	76	83	9,2
(4)	(5)	(5)		Effetto eliminazione utili interni	(14)	(17)	
2.634	1.947	2.579	(2,1)	Ammortamenti	8.422	8.760	4,0
880	17	680	(22,7)	Svalutazioni	1.393	1.051	(24,6)
3.514	1.964	3.259	(7,3)		9.815	9.811	..

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Esercizio 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)	50	(39)	393
Dividendi	110	13	39	2		164
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3	2	1	10		16
Altri proventi netti	1	(3)		(3)	1	4
	256	322	(30)	59	(38)	569

Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio		
				2008	2009	Var. ass.
			Utile ante imposte			
(2.353)	487	104	Italia	1.894	2.653	759
2.469	2.749	2.472	Eestero	17.356	9.670	(7.686)
116	3.236	2.576		19.250	12.323	(6.927)
			Imposte sul reddito			
(461)	186	(8)	Italia	313	1.185	872
1.335	1.561	1.656	Eestero	9.379	5.571	(3.808)
874	1.747	1.648		9.692	6.756	(2.936)
			Tax rate (%)			
19,6	38,2	n.s.	Italia	16,5	44,7	28,2
54,1	56,8	67,0	Eestero	54,0	57,6	3,6
n.s.	54,0	64,0		50,3	54,8	4,5

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (*ROACE*) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)

	31.12.2008	30.09.2009	31.12.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 30.09.2009
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	59.255	61.535	63.287	4.032	1.752
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	1.715	1.736	540	21
Attività immateriali	7.697	8.201	8.070	373	(131)
Partecipazioni	5.881	6.187	6.244	363	57
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.219	1.218	1.260	41	42
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(787)	(552)	(634)	153	(82)
	74.461	78.304	79.963	5.502	1.659
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	6.082	5.659	5.506	(576)	(153)
Crediti commerciali	16.444	14.013	14.907	(1.537)	894
Debiti commerciali	(12.590)	(10.584)	(10.081)	2.509	503
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.323)	(4.188)	(1.961)	3.362	2.227
Fondi per rischi e oneri	(9.506)	(9.268)	(10.072)	(566)	(804)
Altre attività (passività) d'esercizio:					
Partecipazioni	2.741			(2.741)	
Altre attività (passività) ^(a)	(4.544)	(3.463)	(4.089)	455	(626)
	(6.696)	(7.831)	(5.790)	906	2.041
Fondi per benefici ai dipendenti	(947)	(976)	(944)	3	32
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	68	68	110	42	42
Capitale investito netto	66.886	69.565	73.339	6.453	3.774
Patrimonio netto					
di competenza: - Eni	44.436	45.334	46.323	1.887	989
- terzi azionisti	4.074	3.691	3.978	(96)	287
	48.510	49.025	50.301	1.791	1.276
Indebitamento finanziario netto	18.376	20.540	23.038	4.662	2.498
Coperture	66.886	69.565	73.339	6.453	3.774

(a) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €339 milioni (€540 milioni al 30 settembre 2009 e €410 milioni al 31 dicembre 2008) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €284 milioni (€285 milioni al 30 settembre 2009 e €302 milioni al 31 dicembre 2008).

Leverage e indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

	31.12.2008	30.09.2009	31.12.2009	Var. ass. vs 31.12.2008	Var. ass. vs 30.09.2009
Debiti finanziari e obbligazionari	20.837	22.438	24.800	3.963	2.362
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.908	6.820	6.736	(172)	(84)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	13.929	15.618	18.064	4.135	2.446
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.939)	(1.744)	(1.625)	314	119
Titoli non strumentali all'attività operativa	(185)	(85)	(64)	121	21
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(337)	(69)	(73)	264	(4)
Indebitamento finanziario netto	18.376	20.540	23.038	4.662	2.498
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	48.510	49.025	50.301	1.791	1.276
Leverage	0,38	0,42	0,46	0,08	0,04

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2009

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2009 ^(a)
Eni SpA	517
Eni Coordination Center SA	476
	993

(a) Comprende il disaggio di emissione e il rateo di interessi.

Prestiti obbligazionari emessi nell'esercizio 2009 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2009 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.500	euro	1.508	2019	fisso	4,13
	1.500	euro	1.558	2016	fisso	5,00
	1.000	euro	1.007	2015	fisso	4,00
	1.000	euro	987	2015	variabile	
			5.060			

(a) Comprende il disaggio di emissione e il rateo di interessi.

Riconduzione utile complessivo

(€ milioni)

	Esercizio	
	2008	2009
Utile (perdita dell'esercizio)	9.558	5.567
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.077	(866)
- Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	3	1
- Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	1.969	(478)
- Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		
- Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(767)	201
Totale altre componenti dell'utile complessivo	2.282	(1.142)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	11.840	4.425
di competenza:		
- Eni	11.148	3.498
- terzi azionisti	692	927

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2008		48.510
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	4.425	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.166)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(350)	
Riacquisto minoranze Distrigas	(1.146)	
Eliminazione put option riconosciuta a Publigaz	1.495	
Sottoscrizione aumento capitale Snam Rete Gas da parte di terzi azionisti	1.542	
Diritti decaduti stock option - piano 2006	(7)	
Costo di competenza stock option assegnate	13	
Versamenti degli azionisti	22	
Altre variazioni	(37)	
Totale variazioni		1.791
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2009		50.301
di competenza:		
- Eni		46.323
- terzi azionisti		3.978

ROACE (Return On Average Capital Employed)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana (33% per i periodi pregressi).

Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 dicembre 2009	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	3.878	2.916	(197)	6.157
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	313
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	3.878	2.916	(197)	6.470
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	30.362	22.547	7.379	66.886
- a fine periodo	32.456	25.006	7.560	73.148
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	31.409	23.777	7.470	70.017
ROACE <i>adjusted</i> (%)	12,3	12,3	(2,6)	9,2

(€ milioni)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 dicembre 2008	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	7.900	2.648	521	10.795
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	335
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	7.900	2.648	521	11.130
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	23.826	21.333	7.675	59.194
- a fine periodo	30.362	22.273	8.260	67.609
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	27.094	21.803	7.968	63.402
ROACE <i>adjusted</i> (%)	29,2	12,2	6,5	17,6

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
(758)	1.489	928	Utile netto	9.558	5.567
			<i>a rettifica:</i>		
5.428	1.988	3.630	- ammortamenti e altri componenti non monetari	11.388	9.574
(16)	(119)	80	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(219)	(204)
531	1.840	1.651	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	9.080	6.688
5.185	5.198	6.289	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	29.807	21.625
3.492	(1.611)	(2.328)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	2.212	(1.901)
(2.559)	(1.553)	(2.350)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(10.218)	(8.458)
6.118	2.034	1.611	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	21.801	11.266
(4.691)	(2.957)	(3.894)	Investimenti tecnici	(14.562)	(13.695)
(1.943)	(63)	(46)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(4.019)	(2.323)
415	292	28	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	979	3.595
(280)	4	84	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(267)	(425)
(381)	(690)	(2.217)	Free cash flow	3.932	(1.582)
568	(87)	13	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	911	396
(449)	2.997	2.314	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	980	3.988
(95)	(1.799)	(86)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.005)	(2.956)
(34)	(17)	(143)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	7	(160)
(391)	404	(119)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(175)	(314)

VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
(381)	(690)	(2.217)	Free cash flow	3.932	(1.582)
(286)			Debiti e crediti finanziari società acquisite	(286)	
216			Debiti e crediti finanziari società disinvestite	181	
(7)	304	(195)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	129	(124)
(95)	(1.799)	(86)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.005)	(2.956)
(553)	(2.185)	(2.498)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.049)	(4.662)

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
2.916	2.089	2.490	Exploration & Production	9.281	9.486
656	344	591	Gas & Power	2.058	1.686
422	164	254	Refining & Marketing	965	635
92	36	64	Petrochimica	212	145
570	333	409	Ingegneria & Costruzioni	2.027	1.630
22	5	25	Altre attività	52	44
39	13	22	Corporate e società finanziarie	95	57
(26)	(27)	39	Elisioni di consolidamento	(128)	12
4.691	2.957	3.894	Investimenti tecnici	14.562	13.695

Gli investimenti tecnici di €13.695 milioni (€14.562 milioni nel 2008) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€7.478 milioni), in particolare in Kazakistan, Stati Uniti, Egitto, Congo, Italia e Angola e le attività di ricerca esplorativa (€1.228 milioni), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare negli Stati Uniti, in Libia, Egitto, Norvegia e Angola;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€919 milioni) e di distribuzione del gas (€278 milioni), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€282 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€436 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (€172 milioni);
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€1.630 milioni) per l'*upgrading* della flotta.

Investimenti tecnici per settore

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
219	13	207	Acquisto di riserve proved e unproved	836	697
22	13	113	Africa Settentrionale	626	351
197			Africa Occidentale	210	73
		94	Resto dell'Asia		94
			America		179
603	212	284	Esplorazione	1.918	1.228
26	8	6	Italia	135	40
39	41	14	Resto d'Europa	227	113
128	49	37	Africa Settentrionale	379	317
267	41	123	Africa Occidentale	485	284
5	4	4	Kazakhstan	16	20
59	27	29	Resto dell'Asia	187	159
75	39	68	America	441	243
4	3	3	Australia e Oceania	48	52
2.055	1.859	1.968	Sviluppo	6.429	7.478
174	127	203	Italia	570	689
172	185	188	Resto d'Europa	598	673
397	392	315	Africa Settentrionale	1.246	1.381
522	414	760	Africa Occidentale	1.717	2.105
250	336	241	Kazakhstan	968	1.083
137	82	83	Resto dell'Asia	355	406
294	207	118	America	655	706
109	116	60	Australia e Oceania	320	435
39	5	31	Altro	98	83
2.916	2.089	2.490		9.281	9.486

GAS & POWER

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
582	309	545	Italia	1.750	1.564
74	35	46	Estero	308	122
656	344	591		2.058	1.686
68	47	73	Mercato	198	175
25	34	42	- Mercato	91	102
	3	4	Italia	16	12
25	31	38	Estero	75	90
43	13	31	- Generazione elettrica	107	73
539	293	510	Business regolati Italia	1.627	1.479
324	161	358	- Trasporto	1.130	919
99	64	70	- Distribuzione	233	278
116	68	82	- Stoccaggio	264	282
49	4	8	Trasporto internazionale	233	32
656	344	591		2.058	1.686

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
364	156	231	Italia	850	581
58	8	23	Estero	115	54
422	164	254		965	635
259	127	174	Raffinazione, supply e logistica	630	436
259	127	174	Italia	630	436
157	32	75	Marketing	298	172
99	24	52	Italia	183	118
58	8	23	Estero	115	54
6	5	5	Altre Attività	37	27
422	164	254		965	635

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009			Esercizio	
					2008	2009
1.854	1.678	1.886	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(migliaia di boe/giorno)	1.797	1.769
190	161	173	Italia		199	169
255	230	255	Resto d'Europa		249	247
635	567	565	Africa Settentrionale		645	573
356	344	421	Africa Occidentale		335	360
113	106	117	Kazakhstan		111	115
162	122	130	Resto dell'Asia		124	135
125	132	209	America		117	153
18	16	16	Australia e Oceania		17	17
163,2	147,6	166,8	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	632,0	622,8

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009			Esercizio	
					2008	2009
1.079	957	1.073	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	1.026	1.007
65	51	61	Italia		68	56
142	124	138	Resto d'Europa		140	133
314	294	281	Africa Settentrionale		338	292
314	301	349	Africa Occidentale		289	312
68	65	72	Kazakhstan		68	70
88	47	50	Resto dell'Asia		50	57
76	68	116	America		63	79
12	7	6	Australia e Oceania		10	8

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009			Esercizio	
					2008	2009
126	117	132	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	125	124
20	18	18	Italia		21	18
19	17	19	Resto d'Europa		18	19
52	44	46	Africa Settentrionale		50	46
7	7	12	Africa Occidentale		7	8
7	7	7	Kazakhstan		7	7
12	12	13	Resto dell'Asia		12	13
8	11	15	America		9	12
1	1	2	Australia e Oceania		1	1

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

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (9,0 e 8,0 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre del 2009 e 2008, rispettivamente e 8,5 e 8,0 milioni di metri cubi/giorno nel 2009 e 2008, rispettivamente e 8,3 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2009).

Petrolchimica

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
			Vendite	(€ milioni)	
444	513	503	Petrolchimica di base	3.060	1.832
534	600	584	Polimeri	2.961	2.179
64	49	49	Altri ricavi	282	192
1.042	1.162	1.136		6.303	4.203
			Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
888	1.095	1.080	Petrolchimica di base	5.110	4.350
463	517	575	Polimeri	2.262	2.171
1.351	1.612	1.655		7.372	6.521

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2008	III trim. 2009	IV trim. 2009		Esercizio	
				2008	2009
			Ordini acquisiti ^(a)		
692	1.544	1.681	<i>Offshore</i>	4.381	5.089
1.804	434	891	<i>Onshore</i>	7.522	3.665
	(101)	355	Perforazioni mare	760	585
401	4	41	Perforazioni terra	1.197	578
2.897	1.881	2.968		13.860	9.917

(a) Al netto delle rinegoziazioni/cancellazioni.

(€ milioni)

	31.12.2008	31.12.2009
Portafoglio ordini	19.105	18.730

Schemi riclassificati Eni SpA

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

	Esercizio		Var.%
	2008	2009	
Ricavi della gestione caratteristica	47.605	32.542	(31,6)
Altri ricavi e proventi	215	270	25,6
Costi operativi	(45.117)	(30.293)	32,9
<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	21		
Altri proventi e oneri operativi	505	(163)	
Ammortamenti e svalutazioni	(1.121)	(1.053)	6,1
Utile operativo	2.087	1.303	(37,6)
Proventi (oneri) finanziari netti	157	(345)	
Proventi netti su partecipazioni	4.807	5.028	4,6
Utile prima delle imposte	7.051	5.986	(15,1)
Imposte sul reddito	(306)	(655)	
Utile netto	6.745	5.331	(21,0)

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)

	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.143	5.930	(213)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.028	1.637	609
Attività immateriali	1.014	988	(26)
Partecipazioni	26.720	29.384	2.664
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	8.804	10.804	2.000
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(303)	(330)	(27)
	43.406	48.413	5.007
Capitale di esercizio netto	(1.665)	(576)	1.089
Fondi per benefici ai dipendenti	(305)	(306)	(1)
Attività destinate alla vendita		911	911
CAPITALE INVESTITO NETTO	41.436	48.442	7.006
Patrimonio netto	30.049	32.414	2.365
Indebitamento finanziario netto	11.387	16.028	4.641
COPERTURE	41.436	48.442	7.006