



ENI ANNUNCIA I RISULTATI DEL QUARTO TRIMESTRE E DEL PRECONSUNTIVO 2010

San Donato Milanese, 16 febbraio 2011 – Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato ieri i risultati consolidati del quarto trimestre e del preconsuntivo 2010 (non sottoposti a revisione contabile).

Highlight finanziari

- **Utile operativo *adjusted***: €4,74 miliardi nel trimestre (+28%); €17,3 miliardi nel 2010 (+31,9%)
- **Utile netto *adjusted***: €1,72 miliardi nel trimestre (+23,6%); €6,87 miliardi nel 2010 (+31,9%)
- **Utile netto**: €0,55 miliardi nel trimestre (+40,2%); €6,32 miliardi nel 2010 (+44,7%)
- **Cash flow**: €3,15 miliardi nel trimestre; €14,69 miliardi nel 2010
- **Dividendo proposto**: €1,00 per azione di cui €0,50 già distribuiti come acconto

Highlight operativi

- **Produzione di idrocarburi**: 1,954 milioni di barili/giorno nel trimestre, in crescita del 2% rispetto al quarto trimestre 2009 su base omogenea¹ (+1,1% su base annua)
- **Stima preliminare delle riserve certe a fine anno**: 6,84 miliardi di barili con il riferimento Brent a \$79/barile. Tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve 125% su base omogenea¹
- **Vendite di gas**: +1,3% a 28,76 miliardi di metri cubi nel trimestre (-6,4% su base annua)
- **Junin 5 Venezuela**: costituita "Empresa Mixta" (Impresa Mista) per lo sviluppo del *giant* con *first oil* atteso nel 2013
- **Giant Zubair Iraq**: nel quarto trimestre conseguita la prima iscrizione della produzione
- **Giant Perla**: confermata dall'*appraisal* come la più importante scoperta a gas del Venezuela con volumi di *gas in place* di 400 miliardi di metri cubi
- **Polonia**: acquisite le licenze per l'esplorazione di aree ad alto potenziale di *shale gas*
- **Ecuador**: rinnovato il contratto di servizio per il giacimento Villano con l'estensione all'area di scoperta di Oglan
- **Realizzati i 12 avvii di giacimenti pianificati per il 2010**

Paolo Scaroni, Amministratore Delegato, ha commentato:

"Nel 2010 Eni ha conseguito risultati operativi e finanziari tra i migliori del suo peer group. In E&P, dove abbiamo registrato una produzione record, abbiamo posto le basi per la nostra futura crescita grazie all'ingresso in nuovi Paesi: Togo, Repubblica Democratica del Congo, Polonia. Abbiamo anche rafforzato la posizione in aree di nostra tradizionale presenza, quali Venezuela e Iraq, dove vediamo prospettive di alto potenziale produttivo. Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al top dell'industria e a creare valore per gli azionisti."

(1) Con esclusione dell'impatto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas naturale. Per ulteriori informazioni vedi pag. 8.

Highlight finanziari

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09	RISULTATI ECONOMICI	(€ milioni)	Esercizio		
						2009	2010	Var. %
2.466	4.084	2.875	16,6	Utile operativo		12.055	16.111	33,6
3.702	4.106	4.739	28,0	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)		13.122	17.304	31,9
391	1.724	548	40,2	Utile netto ^(b)		4.367	6.318	44,7
0,11	0,48	0,15	36,4	- per azione (€) ^(c)		1,21	1,74	43,8
0,33	1,24	0,41	24,2	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}		3,36	4,62	37,5
1.394	1.699	1.723	23,6	Utile netto <i>adjusted</i> ^{(a)(b)}		5.207	6.869	31,9
0,38	0,47	0,48	26,3	- per azione (€) ^(c)		1,44	1,90	31,9
1,12	1,21	1,30	16,1	- per ADR (\$) ^{(c)(d)}		4,01	5,04	25,7

(a) 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. 29.

(b) Utile di competenza Eni.

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

(d) Un ADR rappresenta due azioni.

Utile operativo *adjusted*

Nel quarto trimestre 2010 l'utile operativo *adjusted* è stato di €4,74 miliardi con un aumento del 28% rispetto al quarto trimestre 2009. L'utile operativo *adjusted* dell'intero esercizio è stato di €17,3 miliardi (+31,9% rispetto al 2009). L'incremento è dovuto principalmente all'eccellente risultato del settore Exploration & Production (+43,7% e +46,4% rispettivamente nel trimestre e nell'anno), che ha beneficiato della ripresa del prezzo del petrolio e dell'apprezzamento del dollaro. Rilevante anche il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni con incrementi del 33,1% e 18,4% sul trimestre e sull'anno. I settori *downstream* raffinazione e Petrolchimica hanno registrato importanti miglioramenti della gestione per effetto di più favorevoli condizioni di mercato. Questi trend positivi sono stati parzialmente compensati dalla rilevante riduzione del risultato Gas & Power a causa della forte pressione competitiva che ha penalizzato i margini unitari e nei tre trimestri precedenti le vendite di gas.

Utile netto *adjusted*

Nel quarto trimestre 2010 l'utile netto *adjusted* è stato di €1,72 miliardi con un aumento del 23,6% rispetto al quarto trimestre 2009. L'utile netto dell'intero 2010 è stato di €6,87 miliardi (+31,9% rispetto al 2009). L'incremento riflette il miglioramento della *performance* operativa in entrambi i *reporting period*, parzialmente compensato dall'incremento di 2 punti percentuali del *tax rate* consolidato nel trimestre (+0,8 punti percentuali su base annua).

Investimenti tecnici

Nel quarto trimestre 2010 gli investimenti tecnici di €3,9 miliardi (€13,9 miliardi nel 2010) hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, l'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem e delle infrastrutture di trasporto del gas.

Cash flow

Nel quarto trimestre 2010 il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €3.146 milioni (€14.694 milioni nell'anno), beneficiando del contributo di operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2011 per l'ammontare di €1.279 milioni. In negativo ha inciso sul flusso di cassa operativo il pagamento di debiti verso i fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola *take-or-pay* prevista dai relativi contratti per circa €937 milioni (€1.238 milioni nell'anno). Il flusso di cassa delle dismissioni è stato di €211 milioni (€1.113 milioni nell'anno). Tali flussi hanno consentito di coprire parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici del periodo di €3.912 milioni (€13.870 milioni nell'anno) e, nell'intero esercizio, al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€3.622 milioni che comprende il saldo dividendo 2009 e l'acconto 2010) e agli azionisti di minoranza di altre società consolidate (€514 milioni). Al 31 dicembre 2010 l'indebitamento finanziario netto² ammonta a €26.119 milioni, che rappresenta un incremento di €858 milioni rispetto al 30 settembre 2010 e di €3.064 milioni rispetto al 31 dicembre 2009.

(2) Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 38.

Indici di performance finanziaria

Il *leverage*³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – è pari a 0,47 al 31 dicembre 2010 (0,46 al 31 dicembre 2009).

Il ROACE³ calcolato su base *adjusted* al 31 dicembre 2010 è del 10,7% (9,2% al 31 dicembre 2009).

Dividendo 2010

Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di €1,00 per azione⁴ (€1,00 nel 2009) di cui €0,50 distribuiti nel settembre 2010 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,50 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 26 maggio 2011 con stacco cedola il 23 maggio 2011.

Highlight operativi e di scenario

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09	PRINCIPALI INDICATORI OPERATIVI	Esercizio 2009	2010	Var. %
1.886	1.705	1.954	n.m.	Produzione di idrocarburi ^(a) (migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815	n.m.
1.886	1.679	1.924	2,0	Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas	1.769	1.789	1,1
1.073	948	1.049	(2,2)	- Petrolio (migliaia di barili/giorno)	1.007	997	(1,0)
132	119	142	7,6	- Gas naturale (milioni di metri cubi/giorno)	124	129	4,0
28,39	18,60	28,76	1,3	Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)	103,72	97,06	(6,4)
1,82	1,19	1,52	(16,5)	di cui: vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico	6,17	5,65	(8,4)
9,42	10,70	10,23	8,6	Vendite di energia elettrica (terawattora)	33,96	39,54	16,4
3,00	3,19	2,92	(2,7)	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	12,02	11,73	(2,4)

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per maggiori informazioni vedi pag. 8.

Exploration & Production

Nel quarto trimestre 2010 la produzione di idrocarburi *reported* ha conseguito il livello record di 1,954 milioni di boe/giorno (1,815 milioni di boe/giorno nel 2010), calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili a partire dal 1° aprile 2010 (in precedenza 6,15 barili; per maggiori informazioni v. nota metodologica a pag. 8). Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione evidenzia una crescita del 2% nel trimestre, e dell'1,1% ad anno intero. I *driver* della crescita sono stati gli avvii delle produzioni di 12 giacimenti, in particolare lo *start-up* del giacimento Zubair in Iraq nel trimestre, che hanno contribuito complessivamente per 90 e 40 mila boe/giorno nel trimestre e nell'anno, parzialmente assorbiti dai declini di giacimenti maturi. L'effetto netto di minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dovuti all'aumento del prezzo del petrolio, minori ritiri di gas in Libia a causa dell'*oversupply* nel mercato europeo ad anno intero e il venir meno dei tagli OPEC hanno inciso in negativo per circa 7 mila boe/giorno ad anno intero e in positivo per circa 10 mila boe/giorno nel trimestre.

Gas & Power

Nel quarto trimestre 2010 le vendite di gas sono state di 28,76 miliardi di metri cubi con un aumento dell'1,3% rispetto al quarto trimestre 2009. La *performance* dei mercati europei (+1,11 miliardi di metri cubi, pari all'8,3%) è stata trainata dalla crescita organica ottenuta in mercati chiave come Nord Europa (inclusa UK), Francia e Penisola Iberica e dalle maggiori vendite *spot* presso gli *hub* continentali. In Italia la crescita dei volumi (+0,54 miliardi di metri cubi, pari al 5,4%) è dovuta alle maggiori vendite *spot* stagionali, al recupero di clienti essenzialmente nel segmento grossista e a una buona *performance* in termini di consumi dei clienti industriali in portafoglio. Tali incrementi sono stati in parte compensati dai minori ritiri degli importatori in Italia (-34,8%) a causa dell'eccesso di offerta di gas.

(3) 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* v. pag. 38 e pag. 39.
(4) 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.

Su base annua, le vendite di gas (97,06 miliardi di metri cubi) hanno registrato una flessione del 6,4% rispetto al 2009 a causa della rilevante contrazione dei volumi commercializzati in Italia in quasi tutti i canali (-5,75 miliardi di metri cubi, pari a -14,4%), legata all'auto-provvigionamento di gas da parte dei clienti termoelettrici e all'intensa pressione competitiva nel segmento industriale alimentata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda, nonché alla riduzione delle forniture agli importatori (-2,04 miliardi di metri cubi, -19,5%). I mercati europei hanno evidenziato una buona tenuta (+1,11 miliardi di metri cubi, pari a +2,5%) con andamenti diversi tra aree di consumo: in crescita Nord Europa (inclusa UK), Francia, Germania e Penisola Iberica in flessione la Turchia, il Belgio e l'Ungheria.

Refining & Marketing

I margini di raffinazione permangono su livelli non remunerativi a causa dei deboli fondamentali dell'industria (domanda stagnante, eccesso di capacità, elevati livelli delle scorte) e dell'elevato costo delle materie prime. Nel quarto trimestre 2010 il margine indicatore Brent è stato di 2,74 \$/barile (2,66 \$/barile su base annua) in miglioramento rispetto ai valori particolarmente depressi del quarto trimestre 2009 (+1,5 \$/barile, pari al 121%; -0,5 \$/barile su base annua, pari al -15%). I margini realizzati da Eni nello stesso periodo sono stati superiori al *benchmark* di mercato, beneficiando della riapertura del differenziale di quotazione tra greggi leggeri e pesanti nell'area del Mediterraneo (+0,9 \$/barile il differenziale Ural-Brent) e dal rafforzamento del premio del gasolio rispetto all'olio combustibile. Entrambi i fattori hanno favorito la redditività delle raffinerie a elevata conversione del sistema Eni, i cui effetti sono stati in parte assorbiti dagli elevati costi variabili conseguenti all'apprezzamento dell'olio combustibile.

Nel quarto trimestre 2010 le vendite di prodotti petroliferi nel mercato rete Italia hanno registrato una flessione del 4% (-4,4% su base annua) a causa del calo dei consumi e dell'accresciuta pressione competitiva che ha determinato una contrazione di circa 0,8 punti percentuali della quota di mercato (30,4% nel quarto trimestre 2010). Le vendite nei mercati europei hanno seguito un *trend* positivo (+1,4% e +3,7% rispettivamente nel trimestre e su base annua) beneficiando dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio in Austria perfezionata nella seconda metà dell'anno, e di incrementi dell'erogato in alcuni Paesi dell'est europeo, in Germania e in Francia.

Cambio euro/dollaro USA

I risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2010 sono stati favoriti dal deprezzamento del cambio euro/dollaro (-8,1% nel trimestre; -4,7% su base annua).

Sviluppi di business

Nel 2010 Eni ha continuato ad attuare la propria strategia di crescita in particolare nel settore Exploration & Production, ponendo le basi per una nuova fase di sviluppo della compagnia. È stata rafforzata la presenza in due Paesi dalle enormi potenzialità minerarie: il Venezuela con la firma degli accordi di sfruttamento del *giant* Junin 5 e la scoperta del maxi-giacimento *offshore* a gas Perla; l'Iraq con il conseguimento delle *milestone* di sviluppo del *giant* a olio Zubair. Il 2010 segna l'ingresso di Eni in nuovi Paesi a elevato potenziale quali Repubblica Democratica del Congo, Togo e, nel settore delle *unconventional*, Polonia. Nel settore Gas & Power è stata consolidata la presenza nel mercato francese e rinnovata la *partnership* strategica con Gazprom. Il portafoglio è stato razionalizzato con la cessione di attività non strategiche.

Venezuela

Nel novembre 2010 Eni e la società di Stato PDVSA hanno firmato i contratti per lo sviluppo del giacimento *giant* di olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene volumi di olio *in place* certificati di 35 miliardi di barili. Il *first oil* è atteso nel 2013 al livello iniziale di 75 mila barili/giorno; il *plateau* produttivo di 240 mila barili/giorno è atteso nel 2018. L'iniziativa prevede la realizzazione di una raffineria che consentirà di processare la produzione del campo.

L'attività di *appraisal* eseguita nel corso dell'anno ha confermato il giacimento Perla una delle maggiori scoperte a gas degli ultimi anni e la maggiore di sempre in Venezuela, con volumi di gas *in place* pari a oltre 400 miliardi di metri cubi. Il giacimento Perla è situato nel blocco Cardón IV nell'*offshore* del Venezuela operato da una *joint venture* paritetica con una compagnia petrolifera internazionale. I due *partner* stanno pianificando lo sviluppo della scoperta in modalità *early production* per ridurre il *time-to-market*, con avvio entro il 2013 con portata iniziale di 10 milioni di metri cubi/giorno. La compagnia di Stato PDVSA ha il diritto di opzione sul 35% dell'iniziativa di sviluppo.

Iraq

Nell'ambito dello sviluppo del *giant* Zubair, Eni nel quarto trimestre ha iniziato il recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della *remuneration fee* con l'ottenimento del *target* incrementale (+10%) della produzione iniziale di circa 180 mila barili/giorno. Eni con il 32,8% è capofila del consorzio che svilupperà il giacimento per il periodo di 20 anni con *target* produttivo di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni.

Alaska

Nel febbraio 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'*offshore* dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. Il picco produttivo è stimato in 28 mila barili/giorno.

Angola

Nel gennaio 2011 Eni si è aggiudicata il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'*offshore* profondo angolano, con una quota del 30%. Il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi e la realizzazione di rilievi sismici tridimensionali da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

Cina

Nel gennaio 2011 Eni e Petrochina hanno firmato un *Memorandum of Understanding* per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero. L'accordo prevede l'applicazione di tecnologie avanzate nell'ambito dello sfruttamento di risorse non convenzionali.

Ecuador

Nel novembre 2010 Eni e il governo dell'Ecuador hanno rinnovato i termini del contratto di servizio del giacimento a olio Villano che scade nel 2023. L'accordo prevede l'estensione dell'area operata con l'inclusione della scoperta a olio di Oglan, con volumi *in place* di 300 milioni di barili, il cui sviluppo avverrà in sinergia con le *facility* produttive installate.

Repubblica Democratica del Congo

Nell'agosto 2010 con la ratifica da parte delle competenti autorità del Paese, Eni ha acquisito dalla società britannica Surestream Petroleum la quota del 55% e l'*operatorship* nel blocco esplorativo *onshore* Ndunda, nella Repubblica Democratica del Congo.

Togo

Nell'ottobre 2010 Eni si è aggiudicata con una quota del 100% e il ruolo di operatore i Blocchi esplorativi *offshore* 1 e 2 nell'area del Dahomey Basin, nell'ambito degli accordi con le Autorità del Togo per lo sfruttamento delle risorse minerarie *offshore* del Paese. L'area interessata è relativamente inesplorata ed è contigua al Tano Basin dove si sono registrate importanti scoperte.

Polonia

Nel dicembre 2010 Eni ha acquisito la società Minsk Energy Resources, titolare di tre licenze esplorative nel bacino baltico in Polonia relative ad aree a elevato potenziale di *shale gas*. L'inizio delle operazioni di perforazione è previsto nella seconda metà del 2011. L'accordo segna l'ingresso di Eni nel settore del gas non convenzionale europeo, in linea con la strategia di espansione nel settore delle risorse non convenzionali.

Firmata l'estensione dello *strategic agreement* con Gazprom

Nel dicembre 2010 Eni e Gazprom hanno firmato l'estensione fino al 2012 dello *strategic agreement* del 2006 che consolida la *partnership* di lungo termine tra le due società nella realizzazione di progetti comuni nel *midstream* e *downstream* gas, nell'*upstream* e nella cooperazione tecnologica.

Francia

Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato al 55,2% la propria partecipazione azionaria in Altergaz, società che commercializza gas principalmente nei segmenti *retail* e *middle* in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato il *put option right*. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società.

Attività esplorativa

Nel 2010 l'attività esplorativa ha conseguito numerosi successi. Oltre alla già citata scoperta *giant* di Perla, si evidenziano i principali successi:

- (i) a olio di Cabaca South East e Mpungi nel Blocco *offshore* 15/06 (Eni operatore con il 35%) in Angola;
- (ii) a gas e condensati di Culzean (Eni 16,9%) nell'*offshore* del Regno Unito;
- (iii) a gas di Jangkrik (Eni 55%) in Indonesia;
- (iv) a olio di Fossekal (Eni 11,5%) e di Flyndretind (Eni 29,4 %) nell'*offshore* in Norvegia;
- (v) a gas di El Qara North (Eni 75%) e a olio di Arcadia (Eni 56%) entrambi nell'*onshore* egiziano, già avviati in produzione;
- (vi) a olio di Tuomo 4 (Eni 20%) in Nigeria.

Razionalizzazione del portafoglio

Cessione della Società Padana Energia

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio *upstream*, il 19 ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% di Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia.

Cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

Nel maggio 2010 è stato firmato con un'affiliata di Petrobras il contratto preliminare di compravendita della Gas Brasiliano Distribuidora, società interamente controllata da Eni titolare della concessione di distribuzione e vendita del gas in un'area dello Stato di San Paolo, Brasile. Il contratto è in attesa di ratifica da parte delle competenti autorità brasiliane.

Cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream BV

Nell'aprile 2010 è stato ceduto alla compagnia di Stato libica NOC (National Oil Corporation) il 25% e il controllo della GreenStream BV, la società che possiede e gestisce il gasdotto di importazione del gas naturale dalla Libia all'Italia.

Cessione dei gasdotti internazionali

Sono in corso le procedure di dismissione delle partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia TENP/Transitgas e TAG nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea per chiudere senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni, un procedimento *antitrust* avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas a carico Eni.

Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale

Eni, per sé e per conto di alcune società controllate (tra cui in particolare Syndial), ha presentato al Ministero dell'Ambiente un'istanza volta ad attivare la procedura per la stipula di una transazione globale relativa a nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli Orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotona, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale.

La struttura della proposta transattiva include: i) una transazione globale in materia ambientale prevista dall'art. 2 del decreto legge 208 del 2008 (per i siti di Pieve Vergonte, Cengio, Crotona, Mantova, Porto Torres e Gela); ii) l'adesione ad accordi di programma già stipulati dalle parti pubbliche e aperti all'adesione delle imprese (per i siti di Priolo, Brindisi e Napoli Orientale) e iii) la definizione del pendente contenzioso civile per danno ambientale per il sito di Pieve Vergonte.

In sintesi, con la proposta presentata Eni e le controllate:

- quantificano in €600 milioni gli investimenti a carattere ambientale previsti nel piano industriale 2011-2014 che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica ed ambientale dei propri impianti;
- ribadiscono l'impegno alla realizzazione di progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di €1.250 milioni;
- si rendono disponibili al versamento al Ministero dell'Ambiente di €450 milioni a titolo di contributo per gli

- interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- offrono la devoluzione gratuita alle amministrazioni competenti di aree industriali per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

La proposta di transazione globale, presentata a seguito di approfonditi e protratti contatti con la parte pubblica, ha determinato uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di €1.109 milioni e per effetto della fiscalità relativa un minor utile netto di €783 milioni. Trattandosi di uno stanziamento non si determinano effetti sull'indebitamento finanziario netto di fine periodo. Nel caso si perfezioni la transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati avverrà progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti.

La presentazione dell'istanza da parte di Eni avvia, per la prima volta dall'approvazione della norma, un procedimento complesso, secondo il quale il Ministero dell'Ambiente sarà chiamato a predisporre uno schema di transazione che sarà sottoposto, tra l'altro, ai pareri preliminari tecnici e giuridici. Lo schema sarà successivamente pubblicato da parte del Ministero dell'Ambiente ed esaminato in una Conferenza di Servizi a cui parteciperanno i soggetti pubblici coinvolti (come le regioni e gli enti locali). Infine, dopo la sottoscrizione da parte dell'azienda, il testo sarà sottoposto alla deliberazione finale del Consiglio dei Ministri.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2011-2014 saranno l'oggetto della *strategy presentation* programmata per il 10 marzo p.v.

L'outlook 2011 si presenta ancora caratterizzato da incertezza e volatilità, sebbene in un quadro di progressivo rafforzamento dell'attività economica globale. Le quotazioni del petrolio sono attese in un *trend* solido sostenuto da una certa ripresa della domanda; per le finalità di pianificazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria Eni assume un prezzo medio annuo del *marker* Brent di 70 \$/barile. È prevista proseguire l'attuale fase depressa del mercato europeo del gas dove la contenuta dinamica della domanda non è in grado di assorbire l'eccesso di offerta esistente. I margini di raffinazione sono attesi permanere su livelli non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria e dell'elevato costo della carica. Le previsioni del *management* sull'andamento nel 2011 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione 2011 è prevista in leggera crescita rispetto al 2010 (1,815 milioni di boe/giorno nel 2010), assumendo lo scenario Brent di 70 \$/barile. I principali *driver* sono l'entrata a regime dei campi avviati nel 2010 in particolare in Iraq e gli *start-up* programmati in Australia, Algeria e Stati Uniti, solo in parte assorbiti dal declino delle produzioni mature;
- **Vendite di gas mondo:** sono previste almeno pari al livello 2010 (97,06 miliardi di metri cubi nel 2010). In uno scenario di forte pressione competitiva, il conseguimento dei *target* di vendita e di mantenimento della quota di mercato farà leva sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo, azioni di *marketing* volte a consolidare la base clienti in Italia, nonché le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine;
- **Business regolati:** la *performance* dei *business* regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e dell'implementazione del programma di efficienza;
- **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati sono previsti in linea con il 2010 (34,8 milioni di tonnellate nel 2010). Sono previsti incrementi delle lavorazioni presso le raffinerie più competitive ed azioni di ottimizzazione dei flussi di interscambio tra impianti e di recupero di efficienza per far fronte alla volatilità dello scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in linea con il 2010 (11,73 milioni di tonnellate nel 2010) in un quadro di consumi attesi in ulteriore flessione. Sono previste azioni mirate di *pricing* e iniziative promozionali che unitamente all'aumento dei punti vendita e allo sviluppo del "non-oil" sosterranno le vendite e la redditività;
- **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla crescita del fatturato e alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2011 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2010 (€13,87 miliardi nel 2010) e riguarderanno principalmente lo sviluppo dei giacimenti *giant* e le aree dove sono programmati importanti avvisi della divisione Exploration & Production, interventi di *upgrading* delle raffinerie relativi in particolare alla realizzazione del progetto EST, il completamento del programma di rinnovo della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Il *leverage* previsto alla fine dell'esercizio è atteso in riduzione rispetto al livello 2010 sulla base dello scenario di prezzo del Brent a 70 \$/barile e delle dismissioni programmate.

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 2010, 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 quelli adottati per la redazione della Relazione finanziaria annuale 2009, per la cui descrizione si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2010 e illustrati nella sezione "Criteri di redazione" della Relazione finanziaria semestrale 2010 cui si rinvia. L'applicazione di detti principi non ha prodotto effetti ad eccezione delle disposizioni dell'interpretazione IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (di seguito "IFRIC 12") che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare, nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando/controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva il diritto all'utilizzo della stessa ovvero un'attività finanziaria in funzione delle caratteristiche degli accordi in essere. In considerazione degli accordi in essere nel Gruppo, l'applicazione dell'IFRIC 12 comporta la classificazione delle infrastrutture in concessione tra le attività immateriali; nello stato patrimoniale al 31 dicembre 2009 posto a confronto, il valore netto contabile delle infrastrutture relative agli accordi in concessione ex IFRIC 12 (€3.412 milioni) è stato riclassificato dalla voce "Immobili, impianti e macchinari" alla voce "Attività immateriali". Tenuto conto della struttura tariffaria dei servizi resi in concessione e in assenza di *benchmark* di riferimento, non è possibile enucleare in modo attendibile un margine per l'attività di costruzione/potenziamento dell'infrastruttura e pertanto gli investimenti sono rilevati come lavori in corso su ordinazione in misura pari ai costi sostenuti. Il processo di ammortamento delle attività relative agli accordi per servizi in concessione è rimasto invariato e continua ad essere operato considerando le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti dall'utilizzo e dal valore residuo dell'infrastruttura, così come previsti dal quadro normativo di riferimento.

A partire dal 1° aprile 2010, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di $1 \text{ mc} = 0,00636$ barili di petrolio (in precedenza $1 \text{ mc} = 0,00615$ barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta in anni recenti ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i 230 campi a gas di Eni in esercizio a fine 2009. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") dell'anno 2010 è stato di 26.000 boe/giorno; sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere adottano specifici coefficienti diversi tra di loro.

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, 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 rischiosità 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 rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Contatti societari

Casella e-mail: segreteriasocietaria.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 2010 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com***

Sintesi dei risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2010

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
22.077	22.704	27.950	26,6	Ricavi della gestione caratteristica	83.227	98.360	18,2
2.466	4.084	2.875	16,6	Utile operativo	12.055	16.111	33,6
(135)	28	(132)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(345)	(881)	
1.371	(6)	1.996		Esclusione <i>special item</i>	1.412	2.074	
				<i>di cui:</i>			
250		(246)		- oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)	
1.121	(6)	2.242		- altri <i>special item</i>	1.162	2.320	
3.702	4.106	4.739	28,0	Utile operativo adjusted	13.122	17.304	31,9
(157)	46	(184)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(551)	(692)	
151	178	82		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	700	781	
(2.015)	(2.174)	(2.618)		Imposte sul reddito ^(a)	(7.114)	(9.459)	
54,5	50,2	56,5		Tax rate (%)	53,6	54,4	
1.681	2.156	2.019	20,1	Utile netto adjusted	6.157	7.934	28,9
				Dettaglio per settore di attività ^(a)			
1.019	1.329	1.587	55,7	Exploration & Production	3.878	5.600	44,4
852	438	644	(24,4)	Gas & Power	2.916	2.558	(12,3)
(118)	48	(48)	59,3	Refining & Marketing	(197)	(49)	75,1
(85)	18	(37)	56,5	Petrochimica	(340)	(85)	75,0
229	258	266	16,2	Ingegneria & Costruzioni	892	994	11,4
(83)	(54)	(40)	51,8	Altre attività	(245)	(216)	11,8
(95)	60	(228)	..	Corporate e società finanziarie	(744)	(699)	6,0
(38)	59	(125)		Effetto eliminazione utili interni ^(b)	(3)	(169)	
391	1.724	548	40,2	Utile netto di competenza azionisti Eni	4.367	6.318	44,7
(31)	16	(96)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(191)	(610)	
1.034	(41)	1.271		Esclusione <i>special item</i>	1.031	1.161	
				<i>di cui:</i>			
250		(246)		- oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)	
784	(41)	1.517		- altri <i>special item</i>	781	1.407	
1.394	1.699	1.723	23,6	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni	5.207	6.869	31,9
				Utile netto di competenza azionisti Eni			
0,11	0,48	0,15	36,4	per azione (€)	1,21	1,74	43,8
0,33	1,24	0,41	24,2	per ADR (\$)	3,36	4,62	37,5
				Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni			
0,38	0,47	0,48	26,3	per azione (€)	1,44	1,90	31,9
1,12	1,21	1,30	16,1	per ADR (\$)	4,01	5,04	25,7
3.622,4	3.622,5	3.622,5		Numero medio ponderato delle azioni	3.622,4	3.622,5	
1.481	2.409	3.146	112,4	in circolazione ^(c)	11.136	14.694	32,0
3.894	2.851	3.912	0,5	Flusso di cassa netto da attività operativa	13.695	13.870	1,3
				Investimenti tecnici			

(a) Escludono gli *special item*. Per la definizione di utile netto *adjusted* per settore v. pag 29.

(b) 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.

(c) Interamente diluito (milioni di azioni).

Principali indicatori di mercato

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
74,57	76,86	86,48	16,0	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ^(a)	61,51	79,47	29,2
1,478	1,291	1,359	(8,1)	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,393	1,327	(4,7)
50,45	59,54	63,64	26,1	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	44,16	59,89	35,6
1,24	2,09	2,74	121,0	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	3,13	2,66	(15,0)
1,80	2,44	3,78	110,0	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,56	3,47	(2,5)
0,84	1,62	2,02	140,5	Margini europei medi di raffinazione in euro	2,25	2,00	(11,1)
0,7	0,8	1,0	42,9	Euribor - a tre mesi (%)	1,2	0,8	(33,3)
0,3	0,4	0,3		Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,7	0,3	(57,1)

(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

Nel quarto trimestre 2010 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** di €548 milioni è aumentato di €157 milioni rispetto al quarto trimestre 2009, pari al 40,2%. Nell'esercizio 2010 l'utile netto è stato di €6.318 milioni con un aumento di €1.951 milioni rispetto al 2009, pari al 44,7%. L'incremento registrato in entrambi i *reporting period* riflette il miglioramento della *performance* operativa (+16,6% nel trimestre e +33,6% nell'esercizio) conseguito principalmente dal settore Exploration & Production grazie all'andamento favorevole dello scenario petrolifero, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dalla rilevazione di oneri straordinari di circa €2 miliardi in entrambi i periodi, in aumento di circa €600 milioni rispetto al quarto trimestre e all'esercizio 2009. All'aumento dei risultati hanno contribuito i maggiori proventi da partecipazioni valutate all'*equity* e al costo, comprese plusvalenze da cessione di circa €300 milioni. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle maggiori imposte sul reddito (-€484 milioni nel quarto trimestre 2010 vs. quarto trimestre 2009; -€2.401 milioni nel confronto annuo).

Nel quarto trimestre 2010 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.723 milioni è aumentato di €329 milioni rispetto al quarto trimestre 2009 (+23,6%). Nell'esercizio l'utile netto *adjusted* è stato di €6.869 milioni, in aumento del 31,9% (+€1.662 milioni rispetto al 2009). L'utile netto *adjusted* del quarto trimestre è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €96 milioni e gli *special item* costituiti da oneri netti di €1.271 milioni, con un effetto complessivo di +€1.175 milioni. Nell'esercizio l'utile da magazzino di €610 milioni e gli *special item* pari a €1.161 milioni di oneri, hanno avuto un effetto complessivo sull'utile netto di +€551 milioni.

Gli *special item* dell'utile operativo dell'anno riguardano:

(i) la svalutazione di €426 milioni del *goodwill* attribuito alla *cash generating unit* mercato europeo del settore Gas & Power sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del *business*; €127 milioni relativi a proprietà *oil&gas* dovuti a effetti scenario e revisioni negative delle riserve, nonché investimenti di periodo eseguiti su *asset* svalutati in precedenti esercizi nei settori Refining & Marketing e Petrolchimica (€128 milioni complessivi);

(ii) lo stanziamento al fondo rischi ambientali rilevato in relazione alla proposta di transazione presentata al Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia a pag. 6 del presente comunicato (€1.109 milioni);

(iii) oneri di incentivazione all'esodo (€423 milioni) nell'ambito delle azioni di efficienza implementate che includono i costi a carico Eni (€284 milioni) relativi alla procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della legge 223/1991;

(iv) il provento di €270 milioni connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura *antitrust* per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Tra gli *special item* non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di €33 milioni della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, le plusvalenze da cessione delle partecipazioni nelle società Padana Energia (€169 milioni), GreenStream (€93 milioni), compresa la rivalutazione dell'interessenza residua, e DistriRe (€47 milioni), nonché la svalutazione di una partecipazione industriale in Venezuela (€28 milioni)⁵.

Risultati per settore

L'aumento dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stato determinato dal maggior utile netto *adjusted* registrato nei settori Exploration & Production, Refining & Marketing, Petrolchimica, e Ingegneria & Costruzioni. In calo i risultati del settore Gas & Power.

Exploration & Production

L'utile netto *adjusted* conseguito dal settore Exploration & Production nel quarto trimestre 2010 è aumentato del 55,7% (+44,4% nell'anno) per effetto del miglioramento operativo (+€1.224 milioni, pari al 43,7% nel quarto trimestre; +€4.400 milioni, pari al 46,4% su base annua) dovuto principalmente all'incremento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (+14% e +18,6% rispettivamente nel trimestre e nell'anno) e al deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-8,1% nel trimestre; -4,7% nell'esercizio).

(5) Un'ulteriore svalutazione di questa partecipazione (€30 milioni) è stata imputata a patrimonio netto in quanto determinata da variazioni del rapporto di cambio con il bolivar.

Refining & Marketing

Nel quarto trimestre 2010 il settore Refining & Marketing ha ridotto di circa l'80% la perdita operativa *adjusted* (da -€196 milioni a -€39 milioni) e di circa il 60% la perdita netta per effetto di un andamento meno penalizzante dello scenario di raffinazione e delle azioni di recupero di efficienza e ottimizzazione dei cicli di lavorazione. I risultati del *marketing* dei prodotti petroliferi hanno invece risentito dei fenomeni di isteresi sui prezzi di vendita conseguente la rapida crescita delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi, con un trasferimento solo parziale di queste sui prezzi finali e dei minori volumi *retail* in Italia, solo in parte compensati dalla crescita delle vendite in Europa. Su base annua il settore ha ridotto del 52,1% la perdita operativa *adjusted* (da -€357 milioni a -€171 milioni) e del 75,1% la perdita netta (da -€197 milioni a -€49 milioni) per effetto della buona tenuta dei risultati del *marketing* e dell'andamento meno sfavorevole dell'attività di raffinazione.

Petrochimica

Nel quarto trimestre 2010 il settore ha ridotto del 28,8% la perdita operativa *adjusted* (da -€104 milioni a -€74 milioni); su base annua la perdita operativa è stata ridotta del 73,5% (da -€426 milioni a -€113 milioni). Tali progressi riflettono l'incremento dei volumi venduti cresciuti in media dell'8,6% e del 10,9% rispettivamente nei due periodi trainati dalla ripresa della domanda, maggiori margini unitari nei nove mesi e maggiori livelli di efficienza. Nel trimestre la redditività del settore è stata penalizzata dalla ripresa del costo della carica petrolifera, non interamente trasferita sui prezzi di vendita. Per effetto del miglioramento operativo, la perdita netta si è ridotta del 56,5% e del 75% rispettivamente nel quarto trimestre e nell'esercizio rispetto ai periodi di confronto.

Ingegneria & Costruzioni

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha archiviato un anno di solida *performance* con l'utile operativo *adjusted* in crescita del 33,1% e del 18,4% rispettivamente nel quarto trimestre 2010 a €378 milioni e nell'intero esercizio a €1.326 milioni. Questi risultati sono stati trainati dalla crescita del giro di affari e dalla maggiore redditività delle commesse. L'utile netto *adjusted* è aumentato rispettivamente del 16,2% e dell'11,4% nel confronto trimestrale e annuale.

Gas & Power

Nel quarto trimestre 2010 il settore Gas & Power ha registrato una flessione del risultato operativo *adjusted* di €350 milioni pari al 31,1% (-€782 milioni su base annua, pari al 20%). Il principale *driver* è stato il notevole ridimensionamento della *performance* dell'attività Mercato (-67,2% nel confronto trimestrale; -57,4% su base annua) penalizzata dal calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato domestico in un quadro d'intensa pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta e dalla modesta crescita della domanda, nonché dal *trend* sfavorevole degli *spread* tra i prezzi *spot* del gas agli *hub* continentali, riferimento crescente delle formule di vendita all'estero, e i costi di approvvigionamento del gas Eni indicizzati prevalentemente al prezzo del petrolio e dei prodotti petroliferi. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida *performance* operativa dei *Business* regolati Italia (+8,6% nel trimestre; +13,8% nell'esercizio). L'utile netto *adjusted* del settore è stato pari a €644 milioni nel trimestre (-24,4% rispetto al quarto trimestre 2009) e €2.558 milioni nell'esercizio (-12,3% rispetto al 2009).

Posizione finanziaria netta e flusso di cassa

Stato patrimoniale riclassificato⁶

(€ milioni)

	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2010	Var. ass. vs. 31.12.2009	Var. ass. vs. 30.09.2010
Capitale immobilizzato^(a)					
Immobili, impianti e macchinari	59.765	64.583	67.133	7.368	2.550
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	1.909	2.024	288	115
Attività immateriali	11.469	11.466	11.171	(298)	(295)
Partecipazioni	6.244	5.979	6.090	(154)	111
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.261	1.810	1.743	482	(67)
Debiti netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(749)	(663)	(970)	(221)	(307)
	79.726	85.084	87.191	7.465	2.107
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	5.495	6.797	6.583	1.088	(214)
Crediti commerciali	14.916	14.818	17.146	2.230	2.328
Debiti commerciali	(10.078)	(10.219)	(13.142)	(3.064)	(2.923)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(1.988)	(3.848)	(2.719)	(731)	1.129
Fondi per rischi e oneri	(10.319)	(10.306)	(11.651)	(1.332)	(1.345)
Altre attività (passività) d'esercizio ^(b)	(3.968)	(2.533)	(1.176)	2.792	1.357
	(5.942)	(5.291)	(4.959)	983	332
Fondi per benefici ai dipendenti	(944)	(1.008)	(1.031)	(87)	(23)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	266	592	646	380	54
CAPITALE INVESTITO NETTO	73.106	79.377	81.847	8.741	2.470
Patrimonio netto di Eni	46.073	49.870	51.206	5.133	1.336
Interessenze di terzi	3.978	4.246	4.522	544	276
	50.051	54.116	55.728	5.677	1.612
Indebitamento finanziario netto	23.055	25.261	26.119	3.064	858
COPERTURE	73.106	79.377	81.847	8.741	2.470
Leverage	0,46	0,47	0,47	0,01	

(a) Per gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRIC12, si rinvia alla nota metodologica di pag. 8.

(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di €442 milioni (€339 milioni e €386 milioni al 31 dicembre 2009 e al 30 settembre 2010, rispettivamente) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di €267 milioni (€284 milioni e €261 milioni al 31 dicembre 2009 e al 30 settembre 2010, rispettivamente).

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2009 (cambio EUR/USD 1,336 al 31 dicembre 2010, contro 1,441 al 31 dicembre 2009, -7,3%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2010, un aumento del capitale investito netto di €2.610 milioni, del patrimonio netto di €2.130 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €480 milioni. Rispetto alla situazione contabile consolidata al 30 settembre 2010, il deprezzamento dell'euro sul dollaro ai cambi puntuali 30 settembre - 31 dicembre 2010 (-2,6%) ha determinato un aumento del capitale investito netto di €710 milioni, del patrimonio netto di €530 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €180 milioni. Tali variazioni unitamente all'utile di periodo hanno contribuito ad assorbire l'effetto crescita dell'indebitamento, mantenendo sostanzialmente stabile il rapporto di indebitamento del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 a 0,47 che si confronta con lo stesso livello al 30 settembre e 0,46 al 31 dicembre 2009.

Il **capitale immobilizzato** (€87.191 milioni) è aumentato di €7.465 milioni rispetto al 31 dicembre 2009 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici dell'esercizio (€13.870 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (€9.579 milioni).

(6) Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema *statutory* 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*).

Il **capitale di esercizio netto** (-€4.959 milioni) è sostanzialmente invariato per effetto dell'incremento delle rimanenze a seguito della ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi, compensata dalla riduzione del saldo debiti/crediti commerciali sul quale hanno influito operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali aventi scadenza 2011, dell'ammontare di €1.279 milioni. Altre poste del capitale di esercizio che si sono compensate sono l'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto per effetto dello stanziamento delle imposte sul reddito dell'esercizio, nonché dei fondi oneri ambientali per la proposta di transazione con il Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia a pag. 6, in positivo, mentre in negativo l'aumento delle altre attività dovuto alle maggiori rilevazioni di costi differiti relativi ai volumi di gas del 2010 per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di *take-or-pay* in adempimento ai relativi contratti di acquisto di lungo termine; l'importo maturato a fine 2010 ammonta a €1.436 milioni (compresi gli ammontari 2009). I relativi debiti verso i fornitori di gas sono stati quasi interamente pagati a fine periodo.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€646 milioni) riguardano la società Gas Brasiliano Distribuidora SA per la quale è stato stipulato un accordo preliminare di vendita e le società del trasporto internazionale del gas in Germania, Svizzera e Austria per le quali è stato avviato il piano di dismissione in linea con gli impegni assunti nei confronti della Commissione Europea.

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€55.728 milioni) è aumentato di €5.677 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€9.801 milioni) dato dall'utile di conto economico di €7.383 milioni e dalle differenze cambio da conversione rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi Eni (€3.622 milioni) e dei dividendi agli azionisti di Saipem e Snam Rete Gas e altre *minority* (€514 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato ⁷

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
678	2.181	844	Utile netto	5.317	7.383
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
3.242	1.642	2.979	- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.117	9.024
58	(135)	(173)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(226)	(552)
1.764	2.243	2.292	- dividendi, interessi e imposte	6.843	9.368
(1.649)	(1.798)	(41)	Variazione del capitale di esercizio	(1.195)	(1.726)
(2.612)	(1.724)	(2.755)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(8.720)	(8.803)
1.481	2.409	3.146	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.136	14.694
(3.894)	(2.851)	(3.912)	Investimenti tecnici	(13.695)	(13.870)
(46)	(186)	(109)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.323)	(410)
28	107	211	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	3.595	1.113
214	104	330	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(295)	228
(2.217)	(417)	(334)	Free cash flow	(1.582)	1.755
13	12	(44)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	396	(26)
2.167	2.090	548	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.841	2.272
(86)	(1.808)	(143)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.956)	(4.099)
(13)	(40)	10	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(30)	39
(136)	(163)	37	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(331)	(59)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
(2.217)	(417)	(334)	Free cash flow	(1.582)	1.755
		(33)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(33)
(212)	306	(348)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(141)	(687)
(86)	(1.808)	(143)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.956)	(4.099)
(2.515)	(1.919)	(858)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(4.679)	(3.064)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio ammonta a €14.694 milioni e riflette il contributo di operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2011 dell'ammontare di €1.279 milioni. In negativo ha inciso sul flusso di cassa operativo il pagamento di debiti verso i fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola *take-or-pay* prevista dai relativi contratti per €1.238 milioni. Il flusso di cassa dei disinvestimenti è stato di €1.113 milioni relativi alla cessione del 25% del capitale sociale di GreenStream (€75 milioni), *asset non strategici* nella divisione Exploration & Production (€456 milioni), inclusa la cessione della Società Padana Energia (€179 milioni) nonché l'incasso della seconda *tranche* dell'operazione di disinvestimento del 51% della *joint venture* OOO SeverEnergia a Gazprom (€526 milioni). I flussi di cassa della gestione e dei disinvestimenti hanno coperto in parte i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€13.870 milioni) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€3.622 milioni di cui €1.811 milioni per l'acconto dividendo 2010) e

(7) Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema *statutory* 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.

i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas e Saipem e altre *minority* (€514 milioni), determinando un incremento di €3.064 milioni dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo rispetto al dato di bilancio.

Altre informazioni

Preconsuntivo di Eni SpA

Il Consiglio ha preso altresì atto del preconsuntivo 2010 di Eni SpA, redatto in base agli *IFRS*, che chiude con l'utile netto di €6.179 milioni (€5.061 milioni nel 2009). L'incremento di €1.118 milioni è dovuto: (i) ai maggiori proventi netti su partecipazioni essenzialmente connessi ai maggiori dividendi percepiti, parzialmente compensati da oneri su partecipazioni; (ii) alle minori imposte sul reddito; (iii) ai minori oneri finanziari netti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla flessione del risultato operativo dovuto essenzialmente alla divisione Gas & Power e alla riduzione dell'utile di magazzino della divisione Refining & Marketing che ha più che compensato il miglioramento registrato nell'andamento gestionale.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 31 dicembre 2010 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd e Eni Finance USA Inc, già segnalate nel resoconto intermedio di gestione sui risultati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2010. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano 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 2010.

Exploration & Production

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09	RISULTATI	Esercizio			
					(€ milioni)	2009	2010	Var. %
6.648	6.648	8.280	24,5	Ricavi della gestione caratteristica		23.801	29.497	23,9
2.411	3.369	3.799	57,6	Utile operativo		9.120	13.866	52,0
393	(73)	229		Esclusione <i>special item</i> :		364	18	
		30		- oneri ambientali			30	
403	1	97		- svalutazioni di asset e altre attività		618	127	
8	(57)	(17)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(270)	(241)	
20	5	84		- oneri per incentivazione all'esodo		31	97	
				- componente valutativa dei derivati su commodity		(15)		
(38)	(23)	31		- altro			5	
2.804	3.296	4.028	43,7	Utile operativo adjusted		9.484	13.884	46,4
(57)	(50)	(49)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(23)	(205)	
24	16	(8)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		243	274	
(1.752)	(1.933)	(2.384)		Imposte sul reddito ^(a)		(5.826)	(8.353)	
63,2	59,3	60,0		Tax rate (%)		60,0	59,9	
1.019	1.329	1.587	55,7	Utile netto adjusted		3.878	5.600	44,4
				I risultati includono:				
2.436	1.578	2.015	(17,3)	- ammortamenti e svalutazioni di asset		7.365	7.051	(4,3)
				di cui:				
350	251	318	(9,1)	ammortamenti di ricerca esplorativa		1.551	1.199	(22,7)
269	185	201	(25,3)	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		1.264	802	(36,6)
81	66	117	44,4	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		287	397	38,3
2.490	1.967	2.573	3,3	Investimenti tecnici		9.486	9.690	2,2
				di cui:				
284	203	294	3,5	- ricerca esplorativa ^(b)		1.228	1.012	(17,6)
				Produzioni ^{(c)(d)(e)}				
1.073	948	1.049	(2,2)	Petrolio ^(f)	(migliaia di barili/giorno)	1.007	997	(1,0)
132	119	142	7,6	Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	124	129	4,0
1.886	1.705	1.954	n.m.	Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815	n.m.
				Idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.769	1.789	1,1
				Prezzi medi di realizzo				
68,42	70,37	76,72	12,1	Petrolio ^(f)	(\$/bbl)	56,95	72,76	27,8
183,52	200,23	238,36	29,9	Gas naturale	(\$/kmc)	198,64	212,67	7,1
52,24	53,63	59,55	14,0	Idrocarburi	(\$/boe)	46,90	55,60	18,6
				Prezzi medi dei principali marker di mercato				
74,57	76,86	86,48	16,0	Brent <i>dated</i>	(\$/bbl)	61,51	79,47	29,2
50,45	59,54	63,64	26,1	Brent <i>dated</i>	(€/bbl)	44,16	59,89	35,6
76,06	76,04	85,06	11,8	West Texas Intermediate	(\$/bbl)	61,69	79,39	28,7
153,27	151,15	134,20	(12,4)	Gas Henry Hub	(\$/kmc)	139,49	174,10	24,8

(a) Escludono gli *special item*.

(b) Include *bonus* esplorativi.

(c) Ulteriori dati sono forniti a pag. 48.

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

(e) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per maggiori informazioni vedi pag. 8.

(f) Include i condensati.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2010** il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €4.028 milioni con un incremento di €1.224 milioni rispetto al quarto trimestre 2009, pari al 43,7%, per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +12,1%; gas naturale +29,9%) e del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €150 milioni).

Nel trimestre sono stati rilevati *special item* di €229 milioni di oneri netti relativi a svalutazioni di proprietà *oil&gas* a causa di effetti scenario e revisioni negative delle riserve, oneri per incentivazione all'esodo nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*.

L'utile netto *adjusted* di €1.587 milioni è aumentato di €568 milioni rispetto al quarto trimestre 2009 per effetto del miglioramento della *performance* operativa.

Nel **2010** l'utile operativo *adjusted* di €13.884 milioni è aumentato di €4.440 milioni rispetto al 2009, pari al 46,4%, per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Inoltre hanno contribuito in positivo il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €400 milioni) e i minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti.

Gli *special item* dell'esercizio 2010 di €18 milioni di oneri netti riguardano plusvalenze da cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione, svalutazioni di proprietà *oil&gas* nonché oneri per l'incentivazione all'esodo.

L'utile netto *adjusted* di €5.600 milioni è aumentato di €1.722 milioni rispetto al 2009 per effetto del miglioramento della *performance* operativa.

Andamento operativo

Nel **quarto trimestre 2010** la produzione di idrocarburi *reported* ha conseguito il livello record di 1,954 milioni di boe/giorno, calcolata sulla base del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili a partire dal 1° aprile 2010 (in precedenza 6,15 barili; per maggiori informazioni v. nota metodologica a pag. 8). Su base omogenea, escludendo cioè gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione evidenzia una crescita nel trimestre del 2%. I principali *driver* della crescita sono stati le produzioni incrementali di 12 giacimenti avviati nell'esercizio, in particolare lo *start-up* del giacimento Zubair in Iraq, e delle regimazioni che hanno contribuito complessivamente per circa 90 mila boe/giorno, parzialmente assorbiti dai declini dei giacimenti maturi. L'effetto netto di minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dovuti all'aumento del prezzo del petrolio e il venir meno dei tagli OPEC ha inciso in positivo per circa 10 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata del 91% (91% nel quarto trimestre 2009).

Nel quarto trimestre 2010 la produzione di petrolio (1.049 mila barili/giorno) è diminuita di 24 mila barili/giorno, pari al 2,2% per il declino di giacimenti maturi parzialmente assorbito dagli *start-up* produttivi, in particolare il giacimento Zubair (Eni 32,8%) in Iraq.

La produzione di gas naturale (142 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 10 milioni di metri cubi/giorno, pari al 7,6%, beneficiando della crescita per avvii/regimazioni in particolare in Nigeria, Australia e Norvegia, in parte compensata dai declini di giacimenti maturi.

La produzione di idrocarburi *reported* del **2010** è stata di 1,815 milioni di boe/giorno. Escludendo gli effetti dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, la produzione è aumentata dell'1,1% rispetto al 2009. La *performance* produttiva riflette il contributo degli avvii dell'anno e delle regimazioni di quelli effettuati nel 2009 (complessivamente +40 mila boe/giorno), parzialmente assorbiti dai declini di giacimenti maturi. L'effetto netto di minori *entitlement* nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dovuti all'aumento del prezzo del petrolio, minori ritiri di gas in Libia a causa dell'*oversupply* nel mercato europeo e minori tagli OPEC ha inciso in negativo per circa 7 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata del 90% (90% nel 2009).

Nell'anno la produzione di petrolio (997 mila barili/giorno) è diminuita di 10 mila barili/giorno, pari all'1%. Il declino dei giacimenti maturi è stato parzialmente compensato dal contributo degli avvii/regimazioni in particolare in Nigeria, Italia e Iraq.

La produzione di gas naturale (129 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 5 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4% beneficiando della crescita in Nigeria e Australia parzialmente compensata dai declini di giacimenti maturi.

Il **prezzo di realizzo in dollari del petrolio** è aumentato in media del 12,1% nel quarto trimestre 2010 (27,8% nell'anno) per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il *marker* Brent è aumentato del 16% nel trimestre; del 29,2% nell'anno).

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,67 \$/barile nel trimestre e di 1,33 \$/barile nell'intero esercizio per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 7,2 e 28,5 milioni di barili rispettivamente nel trimestre e nel 2010. Tali transazioni sono parte di quelle poste 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 che residuano in 9 milioni di boe a fine 2010.

I prezzi di realizzo del gas naturale sono aumentati in media del 29,9% nel trimestre, mentre evidenziano una dinamica più contenuta nell'intero esercizio (+7,1%) per effetto dei *time-lag* di indicizzazione ai parametri energetici nelle formule di *pricing* e della debolezza della domanda nelle vendite sui mercati *spot* registrati nella prima parte dell'anno.

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	PETROLIO	Esercizio	
				2009	2010
95,4	84,8	100,2	Volumi venduti	(milioni di barili)	373,5 357,1
10,5	7,1	7,2	Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		42,2 28,5
69,88	71,52	78,39	Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	56,98 74,09
(1,46)	(1,15)	(1,67)	Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(0,03) (1,33)
68,42	70,37	76,72	Prezzo medio di realizzo		56,95 72,76

Riserve certe di idrocarburi (dati preliminari)

		Esercizio		
		2009	2010	Var. %
Riserve certe ^(a)				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.463	3.623	4,6
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	506	506	
Idrocarburi	(milioni di boe)	6.571	6.843	4,1
di cui: Italia		703	724	3,0
Estero		5.868	6.119	4,3
Riserve certe sviluppate				
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	2.035	2.003	(1,6)
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	337	317	(5,9)
Idrocarburi	(milioni di boe)	4.104	4.022	(2,0)

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

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

(milioni di boe)		
Riserve certe al 31 dicembre 2009		6.571
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito ed altro		946
di cui:		
- Effetto prezzo	(80)	
- Effetto aggiornamento coefficiente di conversione del gas	106	
Cessioni		(12)
Produzione		(662)
Riserve certe al 31 dicembre 2010		6.843
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> ^(b)	(%)	125
Tasso di rimpiazzo <i>all sources</i> escluso l'effetto prezzo ^(b)	(%)	135

(b) Valori al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas aggiornato in ragione di 1.000 metri cubi equivalenti a 6,36 barili nel 2010.

Nel 2010 le promozioni nette di riserve certe prima delle operazioni di portafoglio sono state di 946 milioni di boe ed includono l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas (106 milioni di boe). Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni, recuperi assistiti e revisioni di precedenti stime e altro. L'effetto prezzo negativo di 80 milioni di boe è principalmente dovuto alla variazione del *marker* Brent di riferimento, passato da 59,9 \$/barile nel 2009 a 79 \$/barile del 2010, e i suoi conseguenti effetti sulle riserve *equity* nei PSA e contratti di servizio e sull'economicità delle code di produzione.

Le cessioni si riferiscono principalmente alla vendita a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia.

Escludendo l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas, il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe nel 2010 è stato del 125%, escludendo anche l'effetto prezzo, il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 135%. La vita residua delle riserve è di 10,3 anni (10,2 anni nel 2009).

Ulteriori informazioni di dettaglio relative alle riserve certe di idrocarburi saranno fornite nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2010.

Gas & Power

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
						2009	2010	
7.468	5.812	9.096	21,8	Ricavi della gestione caratteristica		30.447	29.576	(2,9)
1.004	438	550	(45,2)	Utile operativo		3.687	2.896	(21,5)
(9)	(22)	11		Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(117)	
132	30	216		Esclusione <i>special item</i>		(112)	340	
		(270)		di cui:				
				Oneri (proventi) non ricorrenti			(270)	
132	30	486		Altri <i>special item</i> :		(112)	610	
1	7	14		- oneri ambientali		19	25	
27		426		- svalutazioni		27	436	
(1)	1	2		- plusvalenze nette su cessione di asset		(6)	4	
115		78		- accantonamenti a fondo rischi		115	78	
13	3	64		- oneri per incentivazione all'esodo		25	75	
(23)	19	(60)		- componente valutativa dei derivati su commodity		(292)	30	
		(38)		- altro			(38)	
1.127	446	777	(31,1)	Utile operativo adjusted		3.901	3.119	(20,0)
549	(112)	180	(67,2)	Mercato		1.721	733	(57,4)
487	500	529	8,6	Business regolati Italia ^(a)		1.796	2.043	13,8
91	58	68	(25,3)	Trasporto Internazionale		384	343	(10,7)
4	7	5		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(15)	19	
94	118	93		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		332	406	
(373)	(133)	(231)		Imposte sul reddito ^(b)		(1.302)	(986)	
30,4	23,3	26,4		Tax rate (%)		30,9	27,8	
852	438	644	(24,4)	Utile netto adjusted		2.916	2.558	(12,3)
591	393	615	4,1	Investimenti tecnici		1.686	1.685	(0,1)
				Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)			
10,01	6,60	10,55	5,4	Italia		40,04	34,29	(14,4)
18,38	12,00	18,21	(0,9)	Vendite internazionali		63,68	62,77	(1,4)
15,97	9,88	16,16	1,2	- Resto d'Europa		55,45	54,52	(1,7)
0,59	0,93	0,53	(10,2)	- Mercati extra europei		2,06	2,60	26,2
1,82	1,19	1,52	(16,5)	- E&P in Europa e Golfo del Messico		6,17	5,65	(8,4)
28,39	18,60	28,76	1,3	TOTALE VENDITE GAS MONDO		103,72	97,06	(6,4)
9,42	10,70	10,23	8,6	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,96	39,54	16,4
21,56	17,26	23,00	6,7	Trasporto di gas naturale in Italia	(miliardi di metri cubi)	76,90	83,32	8,3

(a) Dal 1° gennaio 2010, nel settore di attività Trasporto si è proceduto all'aggiornamento della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni), oggetto di recente revisione ai fini tariffari da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La Società, tenuto anche conto dei meccanismi di riconoscimento delle componenti tariffarie legate ai nuovi ammortamenti, ha ritenuto adeguato rideterminare la vita utile di tali asset, allineandola alla durata convenzionale tariffaria. L'impatto sul risultato operativo del trimestre è €5 milioni (€31 milioni nel 2010).

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2010** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €777 milioni con una diminuzione di €350 milioni rispetto al quarto trimestre 2009, pari al 31,1%. Il risultato del trimestre è stato influenzato dalla negativa *performance* dell'attività Mercato che ha riportato una diminuzione del 67,2% dell'utile a €180 milioni a causa della pressione competitiva e dello scenario negativo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'impatto delle rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione del *supply*. Il confronto dell'utile operativo del Mercato con il quarto trimestre 2009 è stato penalizzato dalla circostanza che nel 2009 furono rilevati proventi su derivati *commodity* di €143 milioni a fronte di soli €13 milioni nel quarto trimestre 2010 relativi a vendite future di gas ed energia elettrica. Poiché tali derivati erano privi dei requisiti formali per essere trattati in *hedge accounting* impedendo in base agli *IFRS* il rinvio dei relativi proventi al *reporting period* di manifestazione delle vendite sottostanti, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'*EBITDA* proforma *adjusted* che, grazie anche all'apporto in quota Eni dell'*EBITDA* delle società

collegate valutate con il metodo del patrimonio netto, in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura e i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 25). Tale misura alternativa di *performance* evidenzia una flessione più contenuta del risultato del Mercato che riflette i *trend* fondamentali del *business*.

I *Business* regolati Italia hanno registrato un incremento dell'8,6% dell'utile operativo *adjusted*.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* ammontano a €216 milioni di oneri netti nel trimestre 2010 (€340 nell'anno) e si riferiscono in particolare alla svalutazione di €426 milioni del *goodwill* attribuito alla *cash generating unit* mercato europeo sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del *business*, nonché ad accantonamenti per rischi e incentivazione all'esodo. Tra i proventi si evidenzia quello non ricorrente di €270 milioni connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura *antitrust* per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

L'utile netto *adjusted* del quarto trimestre 2010 di €644 milioni è diminuito di €208 milioni rispetto al quarto trimestre 2009 (-24,4%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa, in parte attenuato dalla riduzione del *tax rate adjusted* (da 30,4% a 26,4%).

Nel **2010** il settore ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di €3.119 milioni con una diminuzione di €782 milioni rispetto al 2009, pari al 20%, per effetto del peggioramento dell'attività Mercato (-57,4%), attenuato dalla tenuta dei *Business* regolati Italia (+13,8%). Il risultato del Mercato non tiene conto di proventi realizzati in precedenti *reporting period* su strumenti derivati *commodity* privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura di €116 milioni associabili a vendite di gas ed energia elettrica avvenute nel 2010 che, se considerati di copertura, avrebbero influenzato il prezzo di tali vendite; per contro il risultato 2009 fu influenzato da proventi su derivati *commodity* di €133 milioni relativi a vendite future. L'*EBITDA* proforma *adjusted*, che, grazie anche all'apporto in quota Eni dell'*EBITDA* delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto, in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura ed i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 25), evidenzia una flessione più contenuta della *performance* del Mercato rispetto al 2009 pari a -30,2%.

Andamento operativo

Mercato

Nel **quarto trimestre 2010** l'attività Mercato ha registrato l'utile operativo *adjusted* di €180 milioni con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo *adjusted* di €549 milioni del quarto trimestre 2009 (-€369 milioni, pari al -67,2%). Considerando l'impatto degli strumenti derivati su *commodity* non valutati di copertura descritto in precedenza, i *driver* della negativa *performance* del Mercato sono stati:

- i) l'accresciuta pressione competitiva nel Mercato Italia causata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda che ha costretto a riconoscere forti riduzioni di prezzo ai clienti in occasione della campagna commerciale del nuovo anno termico;
- ii) all'estero, il permanere di *spread* non remunerativi tra i prezzi di vendita *spot* registrati agli *hub* europei ai quali è indicizzata una parte crescente delle vendite rispetto ai costi di approvvigionamento Eni indicizzati al prezzo del petrolio e dei prodotti petroliferi;
- iii) l'effetto scenario negativo.

Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'effetto delle rinegoziazioni di alcuni contratti di fornitura di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione del *supply*.

L'utile operativo *adjusted* del **2010** di €733 milioni è diminuito di €988 milioni rispetto al 2009 (-57,4%) a causa dei *driver* descritti nel commento al risultato del trimestre, nonché del pesante calo delle vendite in particolare nel mercato domestico che ha caratterizzato i primi nove mesi del 2010.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var.% IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
10,01	6,60	10,55	5,4	ITALIA	40,04	34,29	(14,4)
1,47	0,50	1,76	19,7	- Grossisti	5,92	4,84	(18,2)
0,41	0,14		..	- Gas release	1,30	0,68	(47,7)
1,35	1,21	1,69	25,2	- PSV e borsa	2,37	4,65	96,2
1,62	1,43	1,89	16,7	- Industriali	7,58	6,41	(15,4)
0,39	0,06	0,37	(5,1)	- PMI e terziario	1,08	1,09	0,9
1,29	1,32	1,14	(11,6)	- Termoelettrici	9,68	4,04	(58,3)
1,98	0,38	2,14	8,1	- Residenziali	6,30	6,39	1,4
1,50	1,56	1,56	4,0	- Autoconsumi	5,81	6,19	6,5
18,38	12,00	18,21	(0,9)	VENDITE INTERNAZIONALI	63,68	62,77	(1,4)
15,97	9,88	16,16	1,2	Resto d'Europa	55,45	54,52	(1,7)
2,64	1,37	1,72	(34,8)	- Importatori in Italia	10,48	8,44	(19,5)
13,33	8,51	14,44	8,3	- Mercati europei	44,97	46,08	2,5
1,64	1,92	1,86	13,4	<i>Penisola Iberica</i>	6,81	7,11	4,4
1,59	0,99	1,61	1,3	<i>Germania - Austria</i>	5,36	5,67	5,8
4,75	2,05	4,15	(12,6)	<i>Belgio</i>	14,86	14,06	(5,4)
0,82	0,17	0,84	2,4	<i>Ungheria</i>	2,58	2,36	(8,5)
1,31	0,89	2,04	55,7	<i>Nord Europa</i>	4,31	5,22	21,1
1,30	1,03	1,47	13,1	<i>Turchia</i>	4,79	3,95	(17,5)
1,53	1,08	2,00	30,7	<i>Francia</i>	4,91	6,09	24,0
0,39	0,38	0,47	20,5	<i>altro</i>	1,35	1,62	20,0
0,59	0,93	0,53	(10,2)	Mercati extra europei	2,06	2,60	26,2
1,82	1,19	1,52	(16,5)	E&P in Europa e Golfo del Messico	6,17	5,65	(8,4)
28,39	18,60	28,76	1,3	TOTALE VENDITE GAS MONDO	103,72	97,06	(6,4)

Le vendite di gas naturale del **quarto trimestre 2010** sono state di 28,76 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 un aumento di 0,37 miliardi di metri cubi rispetto al quarto trimestre 2009, pari all'1,3%, riferito principalmente al recupero dei volumi venduti nel Mercato Italia e alla crescita nei mercati europei.

Le vendite in Italia sono state di 10,55 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,54 miliardi di metri cubi, pari al 5,4%, per effetto di maggiori vendite *spot* stagionali al PSV e Borsa (+0,34 miliardi di metri cubi), alle maggiori vendite al canale grossista per effetto del recupero di clienti (+0,29 miliardi di metri cubi) e al canale industriale (+0,27 miliardi di metri cubi) per effetto di una *performance* in termini di consumo dei clienti industriali in portafoglio. Tali incrementi hanno più che compensato la riduzione di vendite gas al settore termoelettrico (-0,15 miliardi di metri cubi).

Le vendite agli importatori in Italia sono diminuite di 0,92 miliardi di metri cubi (-34,8%) a causa dell'eccesso di offerta. Le vendite nei mercati europei sono aumentate di 1,11 miliardi di metri cubi (+8,3%) per effetto della crescita organica ottenuta in alcune aree di consumo chiave, in particolare Nord Europa (inclusa UK, +0,73 miliardi di metri cubi), Francia (+0,47 miliardi di metri cubi), Penisola Iberica (+0,22 miliardi di metri cubi), Turchia (+0,17 miliardi di metri cubi) e delle maggiori vendite *spot* presso gli *hub* continentali. In flessione le vendite in Belgio a causa dell'azione della concorrenza.

Le vendite di gas naturale del **2010** sono state di 97,06 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 riduzione di 6,66 miliardi di metri cubi rispetto al 2009, pari al 6,4%, dovuta alla rilevante flessione registrata nel mercato domestico.

Le vendite in Italia sono state di 34,29 miliardi di metri cubi con un decremento di 5,75 miliardi di metri cubi rispetto al 2009 (-14,4%) a causa dell'auto-provvigionamento di gas da parte dei clienti termoelettrici (-5,64 miliardi di metri cubi) e all'intensa pressione competitiva sulla clientela industriale (-1,17 miliardi di metri cubi) e sui grossisti (-1,08 miliardi di metri cubi) alimentata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda. In aumento le vendite PSV e Borsa (+2,28 miliardi di metri cubi) e sostanzialmente invariate a 6,39 miliardi di metri cubi le vendite ai residenziali (+0,09 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente).

Le vendite agli importatori in Italia sono diminuite di 2,04 miliardi di metri cubi (-19,5%) a causa dell'eccesso di offerta. Nonostante la pressione competitiva, le vendite nei mercati europei *target* a 46,08 miliardi di metri cubi hanno registrato un *trend* positivo (+2,5% con circa un miliardo di metri cubi in più) legato principalmente alla crescita organica nei mercati *target* con incrementi in Francia (+1,18 miliardi di metri cubi), Nord Europa (inclusa UK, +0,91 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,31 miliardi di metri cubi), Penisola Iberica (+0,30 miliardi di metri cubi) parzialmente assorbiti dalle flessioni in Turchia (-0,84 miliardi di metri cubi), Belgio (-0,80 miliardi di metri cubi) e Ungheria (-0,22 miliardi di metri cubi).

Le **vendite di energia elettrica** di 10,23 TWh nel quarto trimestre 2010 e 39,54 TWh nell'esercizio 2010, sono aumentate rispettivamente dell'8,6% e del 16,4%, grazie alla parziale ripresa della domanda elettrica e alla crescita del portafoglio clienti, e hanno riguardato principalmente le vendite sul mercato libero (+0,26 TWh e +2,74 TWh rispettivamente nel quarto trimestre e nell'anno) che hanno beneficiato dell'incremento dell'attività di *trading*, nonché i maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,28 TWh e +2,43 TWh rispettivamente nel trimestre e nell'esercizio).

Business regolati Italia

Nel **quarto trimestre 2010**, l'utile operativo *adjusted* delle attività regolate in Italia di €529 milioni è aumentato di €42 milioni rispetto al quarto trimestre 2009 (+8,6%), anche grazie alle sinergie da integrazione derivanti dalla riorganizzazione del *business* attuata nel 2009. In particolare, l'attività Trasporto ha incrementato dell'8,9% la *performance* operativa (+€29 milioni) per effetto: (i) dei maggiori volumi trasportati; (ii) dei minori costi operativi dovuti al riconoscimento in natura del gas utilizzato nell'attività di trasporto; (iii) della riduzione degli ammortamenti, connessa alla revisione della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni); (iv) del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati.

In aumento anche i risultati dell'attività Distribuzione (+€19 milioni) che ha beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti.

L'attività Stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €52 milioni, in lieve flessione rispetto al quarto trimestre 2009 (€58 milioni).

L'utile operativo *adjusted* del **2010** di €2.043 milioni è aumentato di €247 milioni rispetto al 2009, pari al 13,8%; per effetto dell'incremento dei risultati del Trasporto (+€173 milioni) e della Distribuzione (+€71 milioni) riferibili ai fenomeni sopra descritti.

L'attività Stoccaggio ha conseguito un utile operativo *adjusted* di €230 milioni (€227 milioni nell'esercizio 2009).

I **volumi trasportati di gas naturale in Italia** (23 miliardi di metri cubi nel quarto trimestre 2010 e 83,32 miliardi di metri cubi nel 2010) sono in aumento rispetto al corrispondente periodo del 2009 (+1,44 miliardi di metri cubi nel trimestre e +6,42 miliardi di metri cubi su base annua) per effetto essenzialmente della ripresa della domanda gas in Italia.

Nell'ambito dell'attività **Stoccaggio** nel 2010 sono stati immessi in giacimento 8 miliardi di metri cubi di gas (+0,19 miliardi di metri cubi rispetto al 2009) e sono stati erogati 7,59 miliardi di metri cubi (in diminuzione di 1,12 miliardi di metri cubi rispetto al 2009).

La capacità di stoccaggio complessiva è stata pari a 14,2 miliardi di metri cubi di cui 5 destinati allo stoccaggio strategico.

Trasporto internazionale

L'utile operativo *adjusted* del **quarto trimestre 2010** di €68 milioni (€343 milioni nel 2010) è diminuito di €23 milioni rispetto al quarto trimestre 2009, pari al 25,3% (-€41 milioni, pari al 10,7%, rispetto al 2009) per effetto principalmente dell'incidente occorso al tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa.

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. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var.% IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
1.159	675	921	(20,5)	EBITDA proforma adjusted	4.403	3.853	(12,5)
623	128	387	(37,9)	Mercato	2.392	1.670	(30,2)
(143)	47	(13)		di cui: +/-) rettifica derivati commodity	(133)	116	
363	368	389	7,2	Business regolati Italia	1.345	1.486	10,5
173	179	145	(16,2)	Trasporto internazionale	666	697	4,7

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 (55,56% al 31 dicembre 2010 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 (55,56%). 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. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09	RISULTATI	(€ milioni)	Esercizio		Var. %
						2009	2010	
9.066	10.724	12.048	32,9	Ricavi della gestione caratteristica		31.769	43.027	35,4
(423)	(65)	(146)	65,5	Utile operativo ^(a)		(102)	149	..
(152)	45	(167)		Esclusione (utile) perdita di magazzino		(792)	(659)	
379	34	274		Esclusione <i>special item</i> :		537	339	
31	2	133		- oneri ambientali		72	169	
325	14	29		- svalutazioni		389	76	
(1)		(6)		- plusvalenze nette su cessione di asset		(2)	(16)	
2		2		- accantonamenti a fondo rischi		17	2	
11	2	105		- oneri per incentivazione all'esodo		22	113	
11	15	7		- componente valutativa dei derivati su commodity		39	(10)	
	1	4		- altro			5	
(196)	14	(39)	80,1	Utile operativo adjusted		(357)	(171)	52,1
14	33	(7)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		75	92	
64	1	(2)		Imposte sul reddito ^(b)		85	30	
..		Tax rate (%)		
(118)	48	(48)	59,3	Utile netto adjusted		(197)	(49)	75,1
254	63	381	50,0	Investimenti		635	711	12,0
				Margine di raffinazione				
1,24	2,09	2,74	121,0	Brent	(\$/bbl)	3,13	2,66	(15,0)
0,84	1,62	2,02	140,5	Brent	(€/bbl)	2,25	2,00	(11,1)
1,80	2,44	3,78	110,0	Brent/Ural	(\$/bbl)	3,56	3,47	(2,5)
				LAVORAZIONI E VENDITE	(milioni di tonnellate)			
5,97	6,64	6,66	11,6	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute		24,02	25,70	7,0
7,30	7,60	7,66	4,9	Lavorazioni in conto proprio in Italia		29,40	29,56	0,5
				Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa		5,15	5,24	1,7
8,61	8,95	8,98	4,3	LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO ITALIA + ESTERO		34,55	34,80	0,7
2,26	2,28	2,17	(4,0)	Rete Italia		9,03	8,63	(4,4)
0,74	0,91	0,75	1,4	Rete resto d'Europa		2,99	3,10	3,7
3,00	3,19	2,92	(2,7)	Rete Europa		12,02	11,73	(2,4)
2,47	2,50	2,58	4,5	Extrarete Italia		9,56	9,45	(1,2)
0,96	1,06	0,99	3,1	Extrarete resto d'Europa		3,66	3,88	6,0
3,43	3,56	3,57	4,1	Extrarete Europa		13,22	13,33	0,8
0,10	0,11	0,11	10,0	Extrarete altro estero		0,41	0,42	2,4
5,59	5,15	5,55	(0,7)	Altre vendite		19,94	21,32	6,9
12,12	12,01	12,15	0,2	TOTALE VENDITE		45,59	46,80	2,7
				Vendite per area geografica				
6,90	7,01	7,01	1,6	Italia		26,68	27,01	1,2
1,70	1,97	1,74	2,4	Resto d'Europa		6,65	6,98	5,0
3,52	3,03	3,40	(3,4)	Altro estero		12,26	12,81	4,5

(a) A partire dal 1° gennaio 2010, il management ha adeguato la vita utile residua delle raffinerie e relative facility sulla base della revisione delle modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri ad esse associati, con ciò allineandosi ai comportamenti seguiti dalle principali *integrated oil companies*, in particolare quelle europee. Le nuove vite utili sono state confermate dalle risultanze di un apposito studio tecnico. L'impatto sul risultato operativo del trimestre è €19 milioni (€76 milioni nel 2010).

(b) Escludono gli *special item*.

Risultati

Nel **quarto trimestre 2010** la divisione Refining & Marketing ha ridotto dell'80% la perdita operativa *adjusted* (da -€196 milioni nel quarto trimestre 2009 a -€39 milioni) per effetto di uno scenario di raffinazione meno penalizzante, con le raffinerie complesse Eni che hanno beneficiato della riapertura del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e del recupero del differenziale del gasolio rispetto all'olio combustibile. Al miglioramento del risultato del *business* hanno contribuito le azioni di efficienza e ottimizzazione delle lavorazioni.

La *performance* del *marketing* ha risentito dei fenomeni di isteresi sui prezzi di vendita conseguente la rapida crescita delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi, con un trasferimento solo parziale di queste sui prezzi finali e dei minori volumi *retail* in Italia, solo in parte compensati dalla crescita delle vendite in Europa.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* (oneri di €274 milioni nel trimestre e di €339 milioni nell'anno) riguardano principalmente oneri ambientali relativi in particolare alla proposta di transazione ambientale con il Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia a pag. 6, oneri per incentivazione all'esodo nonché svalutazioni di investimenti di periodo su *asset* svalutati in precedenti esercizi.

La perdita netta *adjusted* del quarto trimestre 2010 è stata di €48 milioni con un miglioramento di €70 milioni per effetto della minore perdita operativa.

Nel **2010** il settore ha dimezzato la perdita operativa *adjusted* (da -€357 milioni nel 2009 a -€171 milioni) per effetto di uno scenario di raffinazione più favorevole e dei risultati positivi dell'attività di *marketing*, nonostante il calo delle vendite *retail* in Italia. Aggiungendo il contributo positivo dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto (+€17 milioni), la perdita netta *adjusted* del 2010 si attesta a -€49 milioni con un sensibile progresso rispetto all'esercizio precedente (+75,1%).

Andamento operativo

Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** nel quarto trimestre 2010 sono state di 8,98 milioni di tonnellate (34,80 milioni di tonnellate nell'anno) con un aumento del 4,3% rispetto al quarto trimestre 2009 (+0,7% su base annua). In Italia l'incremento dei volumi (+4,9% e +0,5% rispettivamente nel trimestre e su base annua) riflette le migliori *performance* di Livorno, Gela e Taranto in funzione di uno scenario più favorevole rispetto all'anno precedente, l'entrata in esercizio della nuova unità di *hydrocracking* di Taranto e l'ottimizzazione dei cicli di raffinazione, nonché l'impatto di minori fermate per manutenzioni in particolare per la raffineria partecipata di Milazzo. Tali incrementi sono stati in parte assorbiti dalla cessazione di un contratto di lavorazione su raffineria di terzi.

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono sostanzialmente in linea con il quarto trimestre 2009 (in aumento dell'1,7% su base annua), sostenute dalle lavorazioni in Repubblica Ceca che hanno beneficiato del miglioramento dei margini e della ripresa della domanda.

Le **vendite rete in Italia** di 2,17 milioni di tonnellate nel quarto trimestre (8,63 milioni di tonnellate nell'anno) sono diminuite di circa 90 mila tonnellate, pari al 4% (circa 400 mila tonnellate, -4,4% nel 2010), per effetto del calo dei volumi in particolare di benzina e, in misura inferiore, di gasolio, nonché della pressione competitiva. La quota di mercato media del quarto trimestre è del 30,4% in diminuzione di circa 0,8 punti percentuali rispetto al quarto trimestre 2009 (31,2%). La quota di mercato media del 2010 è del 30,4% in diminuzione di 1,1 punti percentuali rispetto al 2009 (31,5%).

Le **vendite extrarete in Italia** (2,58 milioni di tonnellate) sono in aumento di circa 110 mila tonnellate, pari al 4,5% rispetto al quarto trimestre 2009 per effetto principalmente della ripresa dei consumi di *jet fuel* e gasolio motori nonostante il calo della domanda degli oli combustibili da parte dell'industria e dei bunkeraggi. Su base annua, le vendite registrano una flessione di circa 110 mila tonnellate, pari all'1,2%, riferita in particolare agli oli combustibili, a fronte di una contrazione dei consumi nazionali extrarete del 6,7%. La quota di mercato media del 2010 dell'extrarete è del 29,2% in aumento di 1,6 punti percentuali rispetto al 2009 (27,6%).

Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a circa 750 mila tonnellate nel quarto trimestre (3,10 milioni di tonnellate nell'esercizio) sono aumentate dell'1,4% rispetto al corrispondente periodo del 2009 e del 3,7% su base annua, per effetto del contributo dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio in Austria e della ripresa dei consumi nei Paesi dell'est europeo.

Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** di circa 990 mila di tonnellate nel trimestre e di 3,88 milioni di tonnellate nell'anno, sono in aumento rispetto al 2009 per effetto essenzialmente delle recenti acquisizioni in Austria, della maggiore disponibilità di prodotti e la ripresa dei consumi in Germania, nonché dell'incremento delle vendite di bitumi in Francia.

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
22.077	22.704	27.950	26,6	Ricavi della gestione caratteristica	83.227	98.360	18,2
284	211	208	(26,8)	Altri ricavi e proventi	1.118	956	(14,5)
(16.728)	(16.799)	(22.293)	(33,3)	Costi operativi	(62.532)	(73.757)	(18,0)
(250)		246		<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	(250)	246	
94	37	61	(35,1)	Altri proventi e oneri operativi	55	131	..
(3.261)	(2.069)	(3.051)	6,4	Ammortamenti e svalutazioni	(9.813)	(9.579)	2,4
2.466	4.084	2.875	16,6	Utile operativo	12.055	16.111	33,6
(157)	60	(186)	(18,5)	Proventi (oneri) finanziari netti	(551)	(727)	(31,9)
17	197	287	..	Proventi netti su partecipazioni	569	1.156	..
2.326	4.341	2.976	27,9	Utile prima delle imposte	12.073	16.540	37,0
(1.648)	(2.160)	(2.132)	(29,4)	Imposte sul reddito	(6.756)	(9.157)	(35,5)
70,9	49,8	71,6		<i>Tax rate (%)</i>	56,0	55,4	
678	2.181	844	24,5	Utile netto	5.317	7.383	38,9
				Di competenza:			
391	1.724	548	40,2	- azionisti Eni	4.367	6.318	44,7
287	457	296	3,1	- interessenze di terzi	950	1.065	12,1
391	1.724	548	40,2	Utile netto di competenza azionisti Eni	4.367	6.318	44,7
(31)	16	(96)		Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(191)	(610)	
1.034	(41)	1.271		Esclusione <i>special item</i>	1.031	1.161	
				<i>di cui:</i>			
250		(246)		- oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)	
784	(41)	1.517		- altri <i>special item</i>	781	1.407	
1.394	1.699	1.723	23,6	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)	5.207	6.869	31,9

(a) 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 *statutory* delle società italiane (34% per il settore energia; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli *IFRS*, né dagli *US 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*, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

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 su *commodity* privi dei requisiti formali per essere trattati in *hedge accounting* (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 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)					(881)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24				(246)
Altri special item:	18	610	339	78		1.179	96		2.320
oneri ambientali	30	25	169			1.145			1.369
svalutazioni	127	436	76	52	3	8			702
plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	4	(16)		5				(248)
accantonamenti a fondo rischi		78	2			7	8		95
oneri per incentivazione all'esodo	97	75	113	26	14	10	88		423
componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)				(2)
altro	5	(38)	5			9			(19)
Special item dell'utile operativo	18	340	339	78	24	1.179	96		2.074
Utile operativo adjusted	13.884	3.119	(171)	(113)	1.326	(205)	(265)	(271)	17.304
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(205)	19			33	(9)	(530)		(692)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	274	406	92	1	10	(2)			781
Imposte sul reddito ^(a)	(8.353)	(986)	30	27	(375)		96	102	(9.459)
Tax rate (%)	59,9	27,8	..		27,4				54,4
Utile netto adjusted	5.600	2.558	(49)	(85)	994	(216)	(699)	(169)	7.934
Di competenza:									
- interessenze di terzi									1.065
- azionisti Eni									6.869
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.318
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(610)
Esclusione special item									1.161
- oneri (proventi) non ricorrenti									(246)
- altri special item									1.407
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.869

(a) Escludono gli special item.

(€ 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)	(675)	881	(436)	(420)		12.055
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(345)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item:	364	(112)	537	128	(11)	178	78		1.162
oneri ambientali		19	72			207			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	128	239	178	78		1.412
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 competenza:									
- interessenze di terzi									950
- azionisti Eni									5.207
Utile netto di competenza azionisti Eni									4.367
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(191)
Esclusione special item									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									781
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.207

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Quarto trimestre 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.799	550	(146)	(163)	350	(1.151)	(162)	(202)	2.875
Esclusione (utile) perdita di magazzino		11	(167)	24					(132)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24				(246)
Altri special item:	229	486	274	65	4	1.108	76		2.242
oneri ambientali	30	14	133			1.092			1.269
svalutazioni	97	426	29	43	3	(1)			597
plusvalenze nette su cessione di asset	(17)	2	(6)		5				(16)
accantonamenti a fondo rischi		78	2			1	8		89
oneri per incentivazione all'esodo	84	64	105	22	4	8	68		355
componente valutativa dei derivati su commodity	31	(60)	7		(8)				(30)
altro	4	(38)	4			8			(22)
Special item dell'utile operativo	229	216	274	65	28	1.108	76		1.996
Utile operativo adjusted	4.028	777	(39)	(74)	378	(43)	(86)	(202)	4.739
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(49)	5				1	(141)		(184)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(8)	93	(7)	(1)	3	2			82
Imposte sul reddito ^(a)	(2.384)	(231)	(2)	38	(115)		(1)	77	(2.618)
Tax rate (%)	60,0	26,4	..		30,2				56,5
Utile netto adjusted	1.587	644	(48)	(37)	266	(40)	(228)	(125)	2.019
Di competenza:									
- interessenze di terzi									296
- azionisti Eni									1.723
Utile netto di competenza azionisti Eni									548
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(96)
Esclusione special item									1.271
- oneri (proventi) non ricorrenti									(246)
- altri special item									1.517
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.723

(a) 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)	(161)	27	(231)	(99)	(62)	2.466
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(9)	(152)	26					(135)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item:	393	132	379	31	7	165	14		1.121
oneri ambientali		1	31			162			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	31	257	165	14		1.371
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 competenza:									
- interessenze di terzi									287
- azionisti Eni									1.394
Utile netto di competenza azionisti Eni									391
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(31)
Esclusione special item									1.034
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									784
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.394

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Terzo trimestre 2010

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.369	438	(65)	24	327	(58)	(47)	96	4.084
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(22)	45	5					28
Esclusione special item:									
oneri ambientali		7	2						9
svalutazioni	1		14			1			16
plusvalenze nette su cessione di asset	(57)	1							(56)
oneri per incentivazione all'esodo	5	3	2	2	3	1	8		24
componente valutativa dei derivati su commodity	(23)	19	15		(14)				(3)
altro	1		1			2			4
Special item dell'utile operativo	(73)	30	34	2	(11)	4	8		(6)
Utile operativo adjusted	3.296	446	14	31	316	(54)	(39)	96	4.106
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(50)	7			(14)		103		46
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	16	118	33		10		1		178
Imposte sul reddito ^(a)	(1.933)	(133)	1	(13)	(54)		(5)	(37)	(2.174)
Tax rate (%)	59,3	23,3	..		17,3				50,2
Utile netto adjusted	1.329	438	48	18	258	(54)	60	59	2.156
Di competenza:									
- interessenze di terzi									457
- azionisti Eni									<u>1.699</u>
Utile netto di competenza azionisti Eni									<u>1.724</u>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									16
Esclusione special item									<u>(41)</u>
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									<u>1.699</u>

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli *special item*

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
250		(246)	Oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)
250			di cui: stima onere della possibile transazione TSKJ	250	
		(246)	sanzioni/utilizzi a fronte di procedimenti antitrust e altre Autorità		(246)
1.121	(6)	2.242	Altri special item	1.162	2.320
194	9	1.269	oneri ambientali	298	1.369
780	16	597	svalutazioni	1.162	702
13	(56)	(16)	plusvalenze nette su cessione di asset	(277)	(248)
117		89	accantonamenti a fondo rischi	128	95
73	24	355	oneri per incentivazione all'esodo	134	423
(52)	(3)	(30)	componente valutativa dei derivati su commodity	(287)	(2)
(4)	4	(22)	altro	4	(19)
1.371	(6)	1.996	Special item dell'utile operativo	1.412	2.074
	(14)	2	Oneri (proventi) finanziari		35
148	(16)	(190)	Oneri (proventi) su partecipazioni	179	(324)
			di cui:		
	(17)	(169)	- plusvalenze da cessione		(326)
		8	- svalutazioni		28
(485)	(5)	(537)	Imposte sul reddito	(560)	(624)
			di cui:		
			effetti ex DL n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità di attività per imposte anticipate	(27)	
72			svalutazione imposte anticipate E&P	72	
(192)		29	altri	(192)	29
(365)	(5)	(566)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(413)	(653)
1.034	(41)	1.271	Totale special item dell'utile netto	1.031	1.161

Utile operativo *adjusted*

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
2.804	3.296	4.028	43,7	Exploration & Production	9.484	13.884	46,4
1.127	446	777	(31,1)	Gas & Power	3.901	3.119	(20,0)
(196)	14	(39)	80,1	Refining & Marketing	(357)	(171)	52,1
(104)	31	(74)	28,8	Petrochimica	(426)	(113)	73,5
284	316	378	33,1	Ingegneria & Costruzioni	1.120	1.326	18,4
(66)	(54)	(43)	34,8	Altre attività	(258)	(205)	20,5
(85)	(39)	(86)	(1,2)	Corporate e società finanziarie	(342)	(265)	22,5
(62)	96	(202)		Effetto eliminazione utili interni		(271)	
3.702	4.106	4.739	28,0		13.122	17.304	31,9

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
6.648	6.648	8.280	24,5	Exploration & Production	23.801	29.497	23,9
7.468	5.812	9.096	21,8	Gas & Power	30.447	29.576	(2,9)
9.066	10.724	12.048	32,9	Refining & Marketing	31.769	43.027	35,4
1.136	1.493	1.474	29,8	Petrolchimica	4.203	6.141	46,1
2.400	2.786	2.787	16,1	Ingegneria & Costruzioni	9.664	10.581	9,5
21	25	28	33,3	Altre attività	88	105	19,3
359	333	419	16,7	Corporate e società finanziarie	1.280	1.386	8,3
(50)	15	185		Effetto eliminazione utili interni	(66)	93	
(4.971)	(5.132)	(6.367)		Elisioni di consolidamento	(17.959)	(22.046)	
22.077	22.704	27.950	26,6		83.227	98.360	18,2

Costi operativi

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
15.636	15.708	20.798	33,0	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	68.972	18,2
250		(246)		di cui: - oneri non ricorrenti	250	(246)	
411	9	1.185		- altri special item	537	1.291	
1.092	1.091	1.495	36,9	Costo lavoro	4.181	4.785	14,4
73	24	355		di cui: - incentivi per esodi agevolati	134	423	
16.728	16.799	22.293	33,3		62.532	73.757	18,0

Derivati non di copertura su commodity

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
37	23		Exploration & Production	16	30
(1)		31	- componente realizzata	1	30
38	23	(31)	- componente valutativa	15	
78	11	100	Gas & Power	81	100
55	30	40	- componente realizzata	(211)	130
23	(19)	60	- componente valutativa	292	(30)
(21)	(16)	(39)	Refining & Marketing	(64)	(15)
(10)	(1)	(32)	- componente realizzata	(25)	(25)
(11)	(15)	(7)	- componente valutativa	(39)	10
1	1		Petrolchimica	13	2
1	1		- componente realizzata	10	2
			- componente valutativa	3	
(1)	18		Ingegneria & Costruzioni	9	14
(3)	4	(8)	- componente realizzata	(7)	(8)
2	14	8	- componente valutativa	16	22
94	37	61	Totale	55	131
42	34	31	- componente realizzata	(232)	129
52	3	30	- componente valutativa	287	2

Ammortamenti e svalutazioni

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
2.064	1.577	1.922	(6,9)	Exploration & Production	6.789	6.928	2,0
261	235	258	(1,1)	Gas & Power	981	963	(1,8)
109	73	93	(14,7)	Refining & Marketing	408	333	(18,4)
19	22	22	15,8	Petrochimica	83	83	
111	132	145	30,6	Ingegneria & Costruzioni	433	513	18,5
		1	..	Altre attività	2	2	
22	19	23	4,5	Corporate e società finanziarie	83	79	(4,8)
(5)	(5)	(6)		Effetto eliminazione utili interni	(17)	(20)	
2.581	2.053	2.458	(4,8)	Ammortamenti	8.762	8.881	1,4
680	16	593	(12,8)	Svalutazioni	1.051	698	(33,6)
3.261	2.069	3.051	(6,4)		9.813	9.579	(2,4)

Proventi su partecipazioni

(€ milioni)

Esercizio 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68		(11)	537
Dividendi	208	12	44			264
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	169	141	2	20		332
Altri proventi (oneri) netti	(29)	42		10		23
	440	583	114	30	(11)	1.156

Imposte sul reddito

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio		
				2009	2010	Var. ass.
			Utile ante imposte			
(146)	382	(641)	Italia	2.403	1.582	(821)
2.472	3.959	3.617	Esteri	9.670	14.958	5.288
2.326	4.341	2.976		12.073	16.540	4.467
			Imposte sul reddito			
(3)	142	(146)	Italia	1.190	839	(351)
1.651	2.018	2.278	Esteri	5.566	8.318	2.752
1.648	2.160	2.132		6.756	9.157	2.401
			Tax rate (%)			
2,1	37,2	22,8	Italia	49,5	53,0	3,5
66,8	51,0	63,0	Esteri	57,6	55,6	(2,0)
70,9	49,8	71,6		56,0	55,4	(0,6)

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)

	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2010	Var. ass. vs. 31.12.2009	Var. ass. vs. 30.09.2010
Debiti finanziari e obbligazionari	24.800	26.891	27.783	2.983	892
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.736	7.197	7.478	742	281
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	18.064	19.694	20.305	2.241	611
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.608)	(1.512)	(1.549)	59	(37)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(64)	(62)	(107)	(43)	(45)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(73)	(56)	(8)	65	48
Indebitamento finanziario netto	23.055	25.261	26.119	3.064	858
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	50.051	54.116	55.728	5.677	1.612
Leverage	0,46	0,47	0,47	0,01	

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2010

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2010 ^(a)
Eni Coordination Center SA	192
	192

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

Prestiti obbligazionari emessi nell'esercizio 2010 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2010 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	1.000	euro	1.017	2020	fisso	4,00
Eni SpA	1.000	euro	997	2018	fisso	3,50
Eni SpA	337	dollaro	337	2020	fisso	4,15
Eni SpA	262	dollaro	263	2040	fisso	5,70
			2.614			

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

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. 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 2010	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	5.600	2.558	(49)	7.934
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	337
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	5.600	2.558	(49)	8.271
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	32.455	24.754	8.105	73.106
- a fine periodo	37.646	27.270	7.859	81.237
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	35.051	26.012	7.982	77.172
ROACE <i>adjusted</i> (%)	16,0	9,8	(0,6)	10,7

(€ 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)	-	-	-	283
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	3.878	2.916	(197)	6.440
Capitale investito netto <i>adjusted</i>				
- a inizio periodo	30.362	22.547	7.379	66.886
- a fine periodo	32.455	25.024	7.560	72.915
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	31.409	23.786	7.470	69.901
ROACE <i>adjusted</i> (%)	12,3	12,3	(2,6)	9,2

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31.12.2009	30.09.2010	31.12.2010
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608	1.512	1.549
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	348	323	380
Crediti commerciali e altri crediti	20.348	21.399	23.555
Rimanenze	5.495	6.797	6.583
Attività per imposte sul reddito correnti	753	163	467
Attività per altre imposte correnti	1.270	1.009	937
Altre attività	1.307	1.192	1.410
	31.129	32.395	34.881
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	59.765	64.583	67.133
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.736	1.909	2.024
Attività immateriali	11.469	11.466	11.171
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.828	5.547	5.668
Altre partecipazioni	416	432	422
Altre attività finanziarie	1.148	1.542	1.523
Attività per imposte anticipate	3.558	3.609	4.824
Altre attività	1.938	3.075	3.294
	85.858	92.163	96.059
Attività destinate alla vendita	542	860	845
TOTALE ATTIVITÀ	117.529	125.418	131.785
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	3.545	4.563	6.515
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.191	2.634	963
Debiti commerciali e altri debiti	19.174	20.395	22.488
Passività per imposte sul reddito correnti	1.291	1.619	1.512
Passività per altre imposte correnti	1.431	1.932	1.656
Altre passività	1.856	1.437	1.639
	30.488	32.580	34.773
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	18.064	19.694	20.305
Fondi per rischi e oneri	10.319	10.306	11.651
Fondi per benefici ai dipendenti	944	1.008	1.031
Passività per imposte differite	4.907	5.159	5.923
Altre passività	2.480	2.287	2.175
	36.714	38.454	41.085
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	276	268	199
TOTALE PASSIVITÀ	67.478	71.302	76.057
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	3.978	4.246	4.522
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve	46.269	48.662	49.450
Azioni proprie	(6.757)	(6.756)	(6.756)
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	4.367	5.770	6.318
Totale patrimonio netto di Eni	46.073	49.870	51.206
TOTALE PATRIMONIO NETTO	50.051	54.116	55.728
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	117.529	125.418	131.785

Conto economico

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
22.077	22.704	27.950	Ricavi della gestione caratteristica	83.227	98.360
284	211	208	Altri ricavi e proventi	1.118	956
22.361	22.915	28.158	Totale ricavi	84.345	99.316
COSTI OPERATIVI					
15.636	15.708	20.798	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	68.972
250		(246)	- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	250	(246)
1.092	1.091	1.495	Costo lavoro	4.181	4.785
94	37	61	ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	55	131
3.261	2.069	3.051	AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	9.813	9.579
2.466	4.084	2.875	UTILE OPERATIVO	12.055	16.111
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
1.282	1.318	1.196	Proventi finanziari	5.950	6.174
(1.459)	(1.429)	(1.413)	Oneri finanziari	(6.497)	(6.772)
20	171	31	Strumenti derivati	(4)	(129)
(157)	60	(186)		(551)	(727)
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI					
14	150	95	- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	393	537
3	47	192	- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	176	619
17	197	287		569	1.156
2.326	4.341	2.976	UTILE ANTE IMPOSTE	12.073	16.540
(1.648)	(2.160)	(2.132)	Imposte sul reddito	(6.756)	(9.157)
678	2.181	844	Utile netto	5.317	7.383
Di competenza:					
391	1.724	548	- azionisti Eni	4.367	6.318
287	457	296	- interessenze di terzi	950	1.065
678	2.181	844		5.317	7.383
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,11	0,48	0,15	- semplice	1,21	1,74
0,11	0,48	0,15	- diluito	1,21	1,74

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)

	Esercizio	
	2009	2010
Utile netto	5.317	7.383
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(869)	2.169
- Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	(481)	443
- Variazione fair value titoli disponibili per la vendita	1	(9)
- Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	(10)
- Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	202	(175)
	(1.145)	2.418
Totale utile complessivo	4.172	9.801
Di competenza:		
- azionisti Eni	3.245	8.699
- interessenze di terzi	927	1.102
	4.172	9.801

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2009		50.051
Totale utile (perdita) complessivo di periodo	9.801	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.622)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(514)	
Esclusione GreenStream dall'area di consolidamento a seguito della cessione del controllo	(37)	
Acquisizione Altergaz	(19)	
Stock option decadute	(6)	
Costo di competenza stock option assegnate	7	
Cessione azioni proprie delle altre società consolidate	37	
Altre variazioni	30	
Totale variazioni		5.677
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010		55.728
Di competenza:		
- azionisti Eni		51.206
- interessenze di terzi		4.522

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
678	2.181	844		2009	2010
			Utile netto	5.317	7.383
			<i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
2.581	2.053	2.458	Ammortamenti	8.762	8.881
680	16	593	Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.051	698
(14)	(150)	(95)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(393)	(537)
58	(135)	(173)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(226)	(552)
(9)	(18)	(4)	Dividendi	(164)	(264)
(46)	(41)	9	Interessi attivi	(352)	(96)
171	142	155	Interessi passivi	603	571
1.648	2.160	2.132	Imposte sul reddito	6.756	9.157
3	(277)	11	Altre variazioni	(319)	(39)
			Variazioni del capitale di esercizio:		
144	(243)	283	- rimanenze	52	(1.150)
(1.064)	331	(2.259)	- crediti commerciali	1.431	(1.842)
(206)	(971)	2.796	- debiti commerciali	(2.559)	2.772
466	(381)	915	- fondi per rischi e oneri	517	588
(989)	(534)	(1.776)	- altre attività e passività	(636)	(2.094)
(1.649)	(1.798)	(41)	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	(1.195)	(1.726)
(8)		12	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	16	21
171	171	240	Dividendi incassati	576	799
317	(1)	53	Interessi incassati	594	126
(315)	(10)	(182)	Interessi pagati	(583)	(600)
(2.785)	(1.884)	(2.866)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.307)	(9.128)
1.481	2.409	3.146	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.136	14.694
			Investimenti:		
(3.456)	(2.530)	(3.363)	- attività materiali	(12.032)	(12.308)
(438)	(321)	(549)	- attività immateriali	(1.663)	(1.562)
(11)	(102)	(41)	- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(25)	(143)
(32)	(84)	(68)	- partecipazioni	(230)	(267)
33		(37)	- titoli	(2)	(50)
(204)	60	(290)	- crediti finanziari	(972)	(866)
171	11	290	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(97)	261
(3.937)	(2.966)	(4.058)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(15.021)	(14.935)
			Disinvestimenti:		
7	38	21	- attività materiali	111	272
2	31	21	- attività immateriali	265	57
		167	- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		215
19	38	2	- partecipazioni	3.219	569
11	12	(24)	- titoli	164	14
156	55	291	- crediti finanziari	861	841
60	(22)	56	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	147	2
255	152	534	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	4.767	1.970
(3.682)	(2.814)	(3.524)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(10.254)	(12.965)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
4.874	1.307	1.278	Assunzione di debiti finanziari non correnti	8.774	2.953
(662)	405	(2.585)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.044)	(3.327)
(2.045)	378	1.855	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.889)	2.646
2.167	2.090	548		3.841	2.272
			Apporti netti di capitale proprio da terzi	1.551	
	4	17	Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	9	37
(3)			Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(2.068)	
	(1.811)		Dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(4.166)	(3.622)
(86)	(1)	(160)	Dividendi distribuiti ad altri azionisti	(350)	(514)
2.078	282	405	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.183)	(1.827)
(13)	(40)	10	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(30)	39
(136)	(163)	37	Flusso di cassa netto del periodo	(331)	(59)
1.340	1.675	1.512	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	1.939	1.608
1.608	1.512	1.549	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	1.608	1.549

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
			Investimenti finanziari:		
28		(37)	- titoli	(2)	(50)
(36)		(11)	- crediti finanziari	(36)	(13)
(8)		(48)		(38)	(63)
			Disinvestimenti finanziari:		
(4)	6	(9)	- titoli	123	5
25	6	13	- crediti finanziari	311	32
21	12	4		434	37
13	12	(44)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	396	(26)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio 2009 2010	
			Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
3	72	319	Attività correnti	7	428
33	2	136	Attività non correnti	47	297
2	11	(35)	Disponibilità finanziarie nette	4	13
(25)	(63)	(291)	Passività correnti e non correnti	(29)	(457)
13	22	129	Effetto netto degli investimenti	29	281
		(7)	Interessenza di terzi		(7)
	(11)	(65)	Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(76)
13	11	57	Totale prezzo di acquisto	29	198
			a dedurre:		
(2)	(11)	(16)	<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(4)	(55)
11		41	Flusso di cassa degli investimenti	25	143
			Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
	80	2	Attività correnti		82
	696	159	Attività non correnti		855
	(282)	15	Indebitamento finanziario netto		(267)
	(136)	(166)	Passività correnti e non correnti		(302)
	358	10	Effetto netto dei disinvestimenti		368
	(149)		Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(149)
	140	169	Plusvalenza per disinvestimenti		309
	(46)		Interessenza di terzi		(46)
	303	179	Totale prezzo di vendita		482
			a dedurre:		
	(255)	(12)	<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>		(267)
48	167		Flusso di cassa dei disinvestimenti		215

INVESTIMENTI TECNICI

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010	Var. % IV trim. 10 vs. 09		Esercizio		
					2009	2010	Var. %
2.490	1.967	2.573	3,3	Exploration & Production	9.486	9.690	2,2
591	393	615	4,1	Gas & Power	1.686	1.685	(0,1)
254	63	381	50,0	Refining & Marketing	635	711	12,0
64	54	126	96,9	Petrolchimica	145	251	73,1
409	374	386	(5,6)	Ingegneria & Costruzioni	1.630	1.552	(4,8)
25	2	1	(96,0)	Altre attività	44	22	(50,0)
22	26	33	50,0	Corporate e società finanziarie	57	109	91,2
39	(28)	(203)		Effetto eliminazione utili interni	12	(150)	
3.894	2.851	3.912	0,5		13.695	13.870	1,3

Gli investimenti tecnici di €3.912 milioni (€13.870 milioni nell'anno) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Kazakhstan, Algeria, Stati Uniti, Egitto, Congo e Norvegia e le attività di ricerca esplorativa, con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Nigeria, Angola, Norvegia e Cina;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€386 milioni) per l'*upgrading* della flotta;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (€300 milioni) e di distribuzione del gas (€135 milioni), lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (€84 milioni), nonché il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€40 milioni);
- l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (€251 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 (€125 milioni).

Investimenti tecnici per settore

EXPLORATION & PRODUCTION

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
213	169	184	Italia	749	680
204	226	320	Resto d'Europa	792	977
468	437	546	Africa Settentrionale	2.058	2.675
898	447	606	Africa Occidentale	2.495	2.276
248	274	264	Kazakhstan	1.113	1.045
209	122	164	Resto dell'Asia	663	538
187	238	446	America	1.129	1.316
63	54	43	Australia e Oceania	487	183
2.490	1.967	2.573		9.486	9.690

GAS & POWER

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
73	50	88	Mercato	175	248
510	340	519	Business regolati Italia	1.479	1.420
358	200	300	- <i>Trasporto</i>	919	842
70	70	135	- <i>Distribuzione</i>	278	328
82	70	84	- <i>Stoccaggio</i>	282	250
8	3	8	Trasporto internazionale	32	17
591	393	615		1.686	1.685

REFINING & MARKETING

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
174	(6)	251	Raffinazione, supply e logistica	436	446
75	64	125	Marketing	172	246
5	5	5	Altre Attività	27	19
254	63	381		635	711

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010			Esercizio	
					2009	2010
1.886	1.705	1.954	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}	(migliaia di boe/giorno)	1.769	1.815
173	182	182	Italia		169	183
255	200	236	Resto d'Europa		247	222
565	549	688	Africa Settentrionale		573	602
421	407	403	Africa Occidentale		360	400
117	85	117	Kazakhstan		115	108
130	125	155	Resto dell'Asia		135	131
209	128	145	America		153	143
16	29	28	Australia e Oceania		17	26
1.886	1.679	1.924	Produzione di idrocarburi al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas		1.769	1.789
166,8	151,7	173,6	Produzione venduta ^(a)	(milioni di boe)	622,8	638,0
166,8	149,5	171,0	Produzione venduta al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas ^(a)		622,8	628,8

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010			Esercizio	
					2009	2010
1.073	948	1.049	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(migliaia di barili/giorno)	1.007	997
61	61	63	Italia		56	61
138	111	129	Resto d'Europa		133	121
281	282	329	Africa Settentrionale		292	301
349	322	302	Africa Occidentale		312	321
72	51	72	Kazakhstan		70	65
50	42	74	Resto dell'Asia		57	48
116	68	71	America		79	71
6	11	9	Australia e Oceania		8	9

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010			Esercizio	
					2009	2010
132	119	142	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(milioni di metri cubi/giorno)	124	129
18	19	18	Italia		18	19
19	14	17	Resto d'Europa		19	16
46	42	56	Africa Settentrionale		46	47
12	13	16	Africa Occidentale		8	13
7	5	7	Kazakhstan		7	7
13	13	13	Resto dell'Asia		13	13
15	10	12	America		12	11
2	3	3	Australia e Oceania		1	3

(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 (9,7 e 9 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2010 e 2009 rispettivamente, e 9 e 8,5 milioni di metri cubi/giorno nell'esercizio 2010 e 2009 rispettivamente, e 8,6 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2010).

(c) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio). Per maggiori informazioni vedi pag. 8.

Petrolchimica

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
503	702	648	Vendite	(€ milioni)	
584	759	771	Petrolchimica di base	1.832	2.833
49	32	55	Polimeri	2.179	3.126
			Altri ricavi	192	182
1.136	1.493	1.474		4.203	6.141
1.080	1.188	1.136	Produzioni	(migliaia di tonnellate)	
575	588	560	Petrolchimica di base	4.350	4.860
			Polimeri	2.171	2.360
1.655	1.776	1.696		6.521	7.220

Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)

IV trim. 2009	III trim. 2010	IV trim. 2010		Esercizio	
				2009	2010
1.681	1.436	1.241	Ordini acquisiti		
891	913	2.050	<i>Offshore</i>	5.089	4.600
355	167	10	<i>Onshore</i>	3.665	7.744
41	48	11	Perforazioni mare	585	326
			Perforazioni terra	578	265
2.968	2.564	3.312		9.917	12.935

(€ milioni)

	31.12.2009	31.12.2010
Portafoglio ordini	18.730	20.505

Schemi riclassificati Eni SpA

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)

	Esercizio		Var. %
	2009	2010	
Ricavi della gestione caratteristica	32.542	35.251	8,3
Altri ricavi e proventi	270	273	1,1
Costi operativi	(30.293)	(34.168)	(12,8)
<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>		270	
Altri proventi e oneri operativi	(163)	4	..
Ammortamenti e svalutazioni	(1.053)	(923)	12,3
Utile operativo	1.303	437	(66,5)
Proventi (oneri) finanziari netti	(345)	(122)	64,6
Proventi netti su partecipazioni	4.753	5.943	25,0
<i>di cui (oneri) proventi non ricorrenti</i>	(250)	(24)	
Utile prima delle imposte	5.711	6.258	9,6
Imposte sul reddito	(650)	(79)	87,8
Utile netto	5.061	6.179	22,1

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31.12.2009	31.12.2010	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	5.930	6.161	231
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.637	1.957	320
Attività immateriali	988	994	6
Partecipazioni	29.374	31.924	2.550
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	10.804	12.284	1.480
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(330)	(143)	187
	48.403	53.177	4.774
Capitale di esercizio netto	(836)	1.549	2.385
Fondi per benefici ai dipendenti	(306)	(306)	
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	911	6	(905)
CAPITALE INVESTITO NETTO	48.172	54.426	6.254
Patrimonio netto	32.144	34.724	2.580
Indebitamento finanziario netto	16.028	19.702	3.674
COPERTURE	48.172	54.426	6.254