



RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE
AL 30 SETTEMBRE 2009





**RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE
AL 30 SETTEMBRE 2009**

Indice

4	La struttura Enel
5	Premessa
6	Sintesi dei risultati
8	Fatti di rilievo del terzo trimestre 2009
13	Eventi successivi e prevedibile evoluzione della gestione
15	Aspetti normativi e tariffari
29	Sintesi della gestione
35	Risultati per area di attività
41	– Mercato
44	– Generazione ed Energy Management
48	– Ingegneria e Innovazione
50	– Infrastrutture e Reti
53	– Iberia e America Latina
58	– Internazionale
63	– Energie Rinnovabili
67	– Capogruppo, Servizi e Altre attività

SITUAZIONE CONTABILE CONSOLIDATA

72	Conto economico consolidato sintetico
73	Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo
74	Situazione patrimoniale consolidata sintetica
75	Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato
76	Rendiconto finanziario consolidato sintetico
77	Gestione economica, patrimoniale e finanziaria
92	Altre informazioni
95	Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

La struttura Enel

Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia
Vallenergie

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Hungary
Enel Trade Romania
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
Enel Stoccaggi
Sviluppo Nucleare Italia

Ingegneria e Innovazione

Enel Ingegneria e Innovazione

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Sole
Deval

Iberia e America Latina

Endesa

Internazionale

Slovenské elektrárne
Enel Maritza East 3
Enel Operations Bulgaria
Enel Distributie Muntenia
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Productie
(già Global Power Investment)
Enel Energie
Enel Energie Muntenia
Enel Romania
Enel Servicii Comune
RusEnergosbyt
Enel OGK-5
Enel Rus
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel.si
Enel Latin America ⁽¹⁾
Enel Unión Fenosa Renovables
Blue Line
Enel North America
Enel Green Power Bulgaria
(già Enel Maritza East 4)
Enel Erelis
International Wind Power
Wind Parks of Thrace
International Wind Parks of Thrace
Hydro Constructional
International Wind Parks of Crete
International Wind Parks of Rhodes
International Wind Parks of Achaia
Glafkos Hydroelectric Station

Servizi e Altre attività

Enel Servizi
Sfera
Enelpower
Enel.NewHydro
Enel.Factor
Enel.Re

(1) A partire dal 1° gennaio 2009 include i risultati di Enel Latin America LLC, Inelec e Americas Generation Corporation (che dal 30 ottobre 2008 ha incorporato Enel Panama ed Enel Panama Holding).

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2009 è stato redatto in osservanza di quanto disposto dall'art. 154 ter, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS* e *International Financial Reporting Standards - IFRS*) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo, nonché alle interpretazioni emesse e in vigore alla stessa data dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC).

I principi contabili e i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2009, non sottoposto a revisione contabile, sono conformi a quelli adottati nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, integrati dai principi di prima applicazione adottati nella predisposizione della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2009, ai quali si rinvia per una più completa trattazione.

Nel presente Resoconto, al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria del Gruppo, vengono utilizzati alcuni "indicatori alternativi di *performance*" non previsti dai principi contabili IFRS-EU, il cui significato e contenuto, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, sono di seguito illustrati.

- > Il *marginale operativo lordo* rappresenta per Enel un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore";
- > l'*indebitamento finanziario netto* rappresenta per Enel un indicatore della propria struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle attività finanziarie correnti e non correnti (crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni) incluse nelle "Altre attività correnti" e nelle "Altre attività non correnti";
- > le *attività nette destinate alla vendita* sono definite come somma algebrica delle "Attività destinate alla vendita" e delle "Passività destinate alla vendita";
- > il *capitale investito netto* è definito quale somma delle "Attività correnti", delle "Attività non correnti" e delle "Attività nette destinate alla vendita" al netto delle "Passività correnti" e delle "Passività non correnti", escludendo le voci precedentemente considerate nella definizione di indebitamento finanziario netto.

Sintesi dei risultati

3° trimestre			Primi nove mesi	
2009	2008		2009	2008
Dati economici (milioni di euro)				
17.230	15.990	Ricavi	45.687	45.314
4.547	3.906	Margine operativo lordo	12.486	11.228
3.244	2.811	Risultato operativo	8.823	7.838
1.547	2.249	Risultato netto del Gruppo e dei terzi	5.521	5.368
1.187	2.074	Risultato netto del Gruppo	4.711	4.813
Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)				
		Capitale investito netto	96.241	76.262 ⁽⁶⁾
		Indebitamento finanziario netto	54.071	49.967 ⁽⁶⁾
		Patrimonio netto (incluse quote dei terzi)	42.170	26.295 ⁽⁶⁾
		Cash flow da attività operativa	3.837	5.841
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.109	4.056
Dati per azione (euro)				
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	0,50	0,78
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	3,27	3,30 ⁽⁶⁾
Dati operativi				
73,4	70,5	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	195,8	187,0
109,2	100,6	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	289,1	296,6
81,2	68,7	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	210,8	204,5
1,7	1,3	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	5,8	5,8
0,3	0,4	Gas vettoriato (miliardi di m ³)	2,6	2,7
		Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾	82.020	75.981 ⁽⁶⁾
Indicatori di mercato				
		Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	58,2	111,0
		Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽³⁾	340,9	597,1
		Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) ⁽⁴⁾	68,4	163,9
		Prezzo medio del gas (Gbpence/therm) ⁽⁵⁾	32,9	58,1
		Cambio medio dollaro USA per euro	1,366	1,522
		Euribor a sei mesi (media del periodo)	1,57%	4,87%

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 53 unità al 30 settembre 2009 (1.413 unità al 31 dicembre 2008) riferite al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Indice Platt's CIF Med.

(4) Indice API #2.

(5) Indice Belgium Zeebrugge.

(6) Dati al 31 dicembre 2008.

I ricavi dei primi nove mesi del 2009 sono pari a 45.687 milioni di euro, con un incremento di 373 milioni di euro (+0,8%) rispetto all'analogo periodo del 2008. La variazione positiva è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi da vendita

di energia elettrica all'estero, che risentono prevalentemente del cambio di metodo di consolidamento di Endesa (da proporzionale a integrale) effettuato a partire da fine giugno 2009 a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%, nonché dell'effetto derivante dal diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, al netto del deconsolidamento del Gruppo Viesgo, ceduto nel giugno 2008. Tali effetti positivi sono parzialmente compensati dal decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica nel mercato domestico, correlato al calo della domanda di energia.

Il *marginale operativo lordo*, pari a 12.486 milioni di euro, si incrementa di 1.258 milioni di euro (+11,2%). La variazione, oltre a risentire del cambio del metodo di consolidamento di Endesa, riflette essenzialmente il miglioramento del margine delle società di generazione di energia elettrica in Italia e all'estero, sia da fonte tradizionale sia da fonte rinnovabile.

Il *risultato operativo* ammonta a 8.823 milioni di euro, con un aumento del 12,6% rispetto ai 7.838 milioni di euro dei primi nove mesi del 2008, con un andamento in linea rispetto a quanto commentato relativamente al margine operativo lordo.

Il *risultato netto del Gruppo* dei primi nove mesi del 2009 ammonta a 4.711 milioni di euro, sostanzialmente in linea con l'analogo periodo dell'esercizio precedente (-2,1%). Il buon andamento della gestione operativa, gli effetti positivi derivanti dal cambio del metodo di consolidamento di Endesa e il decremento degli oneri finanziari netti (che risente del provento derivante dall'esercizio anticipato della *put option* concessa da Enel ad Acciona sul 25,01% delle azioni di Endesa) hanno sostanzialmente compensato il beneficio, rilevato nei primi nove mesi del 2008, derivante dall'adeguamento della fiscalità differita, conseguente sia al riallineamento (mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva) delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07), sia all'introduzione della maggiorazione dell'aliquota IRES per le società operanti nella produzione e commercializzazione di energia elettrica e gas, prevista dal DL n. 112/08 (convertito in legge n. 133/08).

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività destinate alla vendita pari a 58 milioni di euro al 30 settembre 2009 (795 milioni di euro al 31 dicembre 2008), si attesta a 54.071 milioni di euro, in aumento di 4.104 milioni di euro rispetto ai 49.967 milioni di euro del 31 dicembre 2008. Tale variazione risente dell'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa (nonché del consolidamento dell'ulteriore quota del debito della società spagnola conseguente al diverso metodo di consolidamento), i cui effetti sono parzialmente compensati dalla finalizzazione dell'operazione di aumento del capitale sociale di Enel SpA e dal beneficio derivante dalle cessioni effettuate nel periodo.

Gli *investimenti*, pari a 4.109 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009, si incrementano di 53 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008.

Il *personale* del Gruppo Enel al 30 settembre 2009 è pari a 82.020 dipendenti (75.981 al 31 dicembre 2008). La variazione, pari a 6.039 risorse, è relativa al cambio del metodo di consolidamento di Endesa da proporzionale a integrale (+8.814 unità), al diverso perimetro di consolidamento (-1.187 unità) e al saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.588 unità). Al 30 settembre 2009 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 43.678.

Fatti di rilievo del terzo trimestre 2009

Accordo Enel-Ministero dell'Ambiente

In data 7 luglio 2009, nell'ambito del "Patto per l'ambiente" promosso dal Governo italiano e da 11 imprese nazionali, Enel e il Ministero dell'Ambiente hanno sottoscritto un accordo volontario nel quale Enel si impegna a contribuire con programmi concreti e misurabili al raggiungimento degli obiettivi nazionali e comunitari riguardanti la riduzione dei gas effetto serra, l'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. In particolare, Enel si impegna a incrementare la potenza installata che utilizza fonti rinnovabili, che a fine 2008 era pari a 2.597 MW (escluse le centrali idroelettriche di grandi dimensioni), di ulteriori 4.100 MW entro il 2020. Sul fronte termoelettrico, Enel è impegnata a sostituire le vecchie centrali a olio combustibile a bassa efficienza (rendimento termico del 38%) con nuove centrali a carbone pulito (rendimento termico del 45%). Inoltre, Enel si impegna a incrementare l'uso di biomassa vergine e di combustibile da rifiuti (CDR) per la produzione di energia elettrica nelle proprie centrali, portandolo dalle 137,5mila tonnellate all'anno del 2008 a 300mila tonnellate all'anno nel 2013. Enel intende rafforzare il suo impegno per l'efficienza negli usi finali dell'energia: nell'illuminazione pubblica, anche con l'utilizzo dei *led*; nella rete di distribuzione, con lo sviluppo delle "smart grids"; nella collaborazione con i clienti industriali con gli *audit* per ottimizzare i consumi di energia. Entro il 2013 questo tipo di interventi consentirà un risparmio di circa 100mila tonnellate equivalenti di petrolio per arrivare a 300mila tonnellate nel 2020.

Il Ministero dell'Ambiente e il Governo si impegnano:

- > a individuare, nel rispetto delle norme vigenti, le possibili azioni per accelerare le procedure di autorizzazione di propria competenza, per consentire la rapida attuazione degli interventi di Enel previsti dall'accordo;
- > a sostenere i progetti ai quali partecipa Enel, nell'ambito delle attività di promozione della partecipazione di aziende italiane ai programmi di ricerca e innovazione europei in campo ambientale;
- > a promuovere il riutilizzo dei siti industriali esistenti, favorendo investimenti ad alto contenuto ambientale.

Acquisizione di un parco eolico in Grecia

In data 13 luglio 2009 Enel Green Power ha acquisito da uno sviluppatore locale un nuovo parco eolico da circa 18,9 MW a Lithos-Achaia, in Grecia. Il nuovo impianto porta la capacità installata nel Paese a oltre 127 MW.

Progetto di valorizzazione degli immobili non strumentali

Il 16 luglio 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato il progetto di costituzione di un Fondo cui apportare gli immobili non strumentali del Gruppo, e ha individuato nella Fimit SGR la società che realizzerà e gestirà il Fondo stesso. Il valore degli immobili che saranno conferiti al Fondo è pari a circa 190 milioni di euro. Il Fondo sarà costituito entro la fine dell'anno con l'apporto di una prima *tranche* di immobili (circa il 70% del portafoglio complessivo) e l'intera operazione si concluderà entro marzo 2011. Enel parteciperà sia al Comitato Consultivo sia all'Assemblea dei quotisti, mantenendo quindi una significativa presenza nella *governance* del Fondo. La società di gestione, Fimit SGR, avvierà da subito la vendita degli immobili generando per Enel proventi, in proporzione alle quote possedute, e garantendo così una migliore valorizzazione del patrimonio immobiliare apportato.

Costituzione di una *joint venture* paritetica Enel/EDF per lo sviluppo del nucleare in Italia

In data 31 luglio 2009 Enel ed EDF hanno costituito una *joint venture* denominata "Sviluppo Nucleare Italia Srl", che ha il compito di realizzare studi di fattibilità per la costruzione nel nostro Paese di almeno 4 centrali nucleari con la tecnologia di terza generazione avanzata EPR, come previsto dal *Memorandum of Understanding* firmato da Enel ed EDF il 24 febbraio scorso durante il *summit* Francia-Italia tenutosi a Roma. Enel ed EDF detengono il 50% ciascuno del capitale della *joint venture* e la società, a responsabilità limitata di diritto italiano, ha la sua sede a Roma.

Completate le attività di studio e prese le necessarie decisioni di investimento, è prevista la costituzione di ulteriori società *ad hoc* per la costruzione, proprietà e messa in esercizio di ciascuna centrale EPR. La costituzione di Sviluppo Nucleare Italia segna il primo, decisivo passo in avanti nella realizzazione del progetto nucleare italiano a seguito dell'approvazione della legge delega del 9 luglio 2009 che ha creato le condizioni per il ritorno del nucleare in Italia.

Protocollo d'intesa Enel-Regione Sicilia per lo sviluppo energetico

In data 6 agosto 2009 Enel e la Regione Sicilia hanno firmato un protocollo d'intesa per lo sviluppo del settore energetico nell'isola, al fine di produrre più energia, a minor costo e con un basso impatto ambientale. Il protocollo dedica particolare attenzione alla diversificazione delle fonti energetiche (con l'incremento di quelle rinnovabili), alla sicurezza degli approvvigionamenti (con progetti infrastrutturali) e agli investimenti in nuove tecnologie, ricerca e innovazione. Il protocollo siglato prevede un Accordo Quadro e tre accordi specifici: sul progetto del rigassificatore di Porto Empedocle, sul miglioramento della qualità ambientale degli impianti termoelettrici Enel in Sicilia e sulla promozione e la realizzazione di progetti innovativi per sviluppare la produzione da fonti rinnovabili nell'isola. Enel e la Regione Sicilia daranno vita a un gruppo di lavoro congiunto che coordinerà e monitorerà gli interventi concordati.

In particolare, riguardo al rigassificatore di Porto Empedocle, a seguito dell'accordo raggiunto, la Regione Sicilia ha emesso il decreto autorizzativo per la costruzione e l'esercizio del terminale, sulla base del parere favorevole definitivo espresso dalla Conferenza dei servizi. L'accordo prevede interventi infrastrutturali valutabili in circa 50 milioni di euro e un contributo economico correlato al funzionamento dell'impianto per un valore di circa 6 milioni di euro l'anno.

Con riferimento alla qualità ambientale degli impianti in Sicilia, Enel si impegna a investire, per il quinquennio 2009-2013, circa 70 milioni di euro per il mantenimento in piena efficienza degli stessi, con lo scopo di migliorarne la qualità e la compatibilità ambientale.

Infine, Enel e la Regione Sicilia collaboreranno per lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili e per la realizzazione di progetti innovativi, perseguendo la tempestività degli *iter* autorizzativi. In tale direzione sono previsti nuovi impianti per 400 MW di energia verde nei prossimi 4 anni con un investimento complessivo di circa 1 miliardo di euro.

Emissioni di obbligazioni

In data 10 settembre 2009 Enel, attraverso la sua controllata Enel Finance International, ha lanciato sul mercato internazionale – in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel in data 30 luglio 2009 – un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali e denominata in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo di oltre 6,5 miliardi di euro, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* recentemente rinnovato.

L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da BNP Paribas e Deutsche Bank (nella qualità di *global coordinator* e di *joint bookrunner*) e da Barclays Capital, BBVA, Calyon, Royal Bank of Scotland, Banco Santander e Société Générale (nella qualità di *joint bookrunner*), ha raccolto adesioni pari a un controvalore complessivo di oltre 28 miliardi di euro ed è strutturata nelle seguenti quattro *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):

- > 1.500 milioni di euro a tasso fisso 4,00% con scadenza 2016;
- > 2.500 milioni di euro a tasso fisso 5,00% con scadenza 2022;
- > 850 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 5,625% con scadenza 2024;
- > 1.400 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 5,75% con scadenza 2040.

Tutte le *tranche* sopra indicate sono quotate presso la Borsa di Dublino.

Successivamente, in data 30 settembre 2009, la stessa Enel Finance International ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali – sempre in esecuzione della stessa delibera del Consiglio di Amministrazione di Enel SpA – un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 4.500 milioni di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 3.073 milioni, nell'ambito del citato programma di *Global Medium Term Notes*. L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Citigroup Global Markets e J.P. Morgan Securities (nella qualità di *global coordinator* e *joint bookrunner*) e da Bank of America Securities, Barclays Capital, Credit Suisse Securities (USA), Deutsche Bank Securities e Morgan Stanley & Co. (nella qualità di *joint bookrunner*), ha raccolto adesioni pari a oltre due volte l'importo emesso ed è strutturata nelle seguenti tre *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):

- > 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 3,875% con scadenza 2014;
- > 1.750 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 5,125% con scadenza 2019;
- > 1.500 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 6,0% con scadenza 2039.

Accordo di collaborazione per l'applicazione in Cina di tecnologie di cattura e sequestro della CO₂

In data 14 settembre 2009, a seguito del *Memorandum of Understanding* firmato a Pechino a maggio dello scorso anno, Enel, il Ministro per la Scienza e la Tecnologia della Repubblica Popolare Cinese e il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio italiano hanno siglato un accordo che ha come obiettivo lo sviluppo di uno studio di fattibilità finalizzato alla realizzazione, presso una centrale a carbone cinese, di un impianto per la cattura della CO₂ prodotta e la sua iniezione in un giacimento petrolifero, consentendo così di aumentarne anche la produzione di greggio.

Cessione del 51% di SeverEnergia

In data 23 settembre 2009 Eni ed Enel hanno ceduto a Gazprom il 51% del capitale di SeverEnergia, socio unico delle tre società Arcticgaz, Urengoil e Neftegaztehnologia che risultano titolari di licenze per l'esplorazione e la produzione di idrocarburi in quattro giacimenti situati in Siberia. A seguito del trasferimento, la partecipazione in SeverEnergia detenuta da Enel si è ridotta dal 40% al 19,6% e quella di Eni dal 60% al 29,4%. Il corrispettivo per l'acquisto del 51% di SeverEnergia ammonta a circa 1,6 miliardi di dollari statunitensi, di cui 626,5 milioni di dollari di competenza di Enel. Gazprom ha già versato la prima *tranche* di 384 milioni di dollari alla data del *closing* (di cui Enel ha incassato 153,5 milioni di dollari) e verserà la seconda *tranche* per l'importo residuo, su cui maturano interessi, entro marzo 2010.

Cessione dell'80% di Enel Rete Gas

In data 30 settembre 2009 è stata data esecuzione all'accordo stipulato il 29 maggio 2009 tra Enel Distribuzione, F2i SGR e AXA Private Equity, mediante la cessione a F2i Reti Italia (veicolo societario posseduto per il 75% da F2i SGR e per il 25% da AXA Private Equity) dell'80% del capitale di Enel Rete Gas, società finora posseduta al 99,88% da Enel Distribuzione.

In base a quanto previsto nel citato accordo, prima della data del *closing* Enel Rete Gas ha distribuito dividendi e riserve a favore di Enel Distribuzione e degli azionisti di minoranza per complessivi 225 milioni di euro, e ha sottoscritto un contratto di finanziamento con un *pool* di banche per un ammontare pari a 1.025 milioni di euro. La cessione è stata effettuata anche a seguito del nulla osta all'operazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato. Il corrispettivo per la cessione è stato definito in misura pari a 515,7 milioni di euro, risultando quindi incrementato di 35,7 milioni di euro rispetto ai 480 milioni di euro originariamente previsti. Tale incremento è stato convenuto tra le parti tenuto anche conto della nuova *Regulatory Asset Base* ("RAB") di Enel Rete Gas comunicata nello scorso mese di luglio da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il corrispettivo, soggetto ad aggiustamento in funzione essenzialmente della posizione finanziaria netta effettiva di Enel Rete Gas alla data del *closing*, è versato a Enel Distribuzione in due rate.

La prima rata, di importo pari a 240 milioni di euro, è stata pagata da F2i Reti Italia a Enel Distribuzione contestualmente al *closing* e risulta finanziata per 167,5

milioni di euro con mezzi propri degli acquirenti e per 72,5 milioni di euro con i fondi derivanti da un finanziamento, erogato a F2i Reti Italia da parte di Enel SpA con scadenza nel 2017 e un tasso di interesse pari all'8,25% annuo. La seconda rata del corrispettivo sopra indicato, di importo pari a 275,7 milioni di euro, sarà versata dagli acquirenti a Enel Distribuzione entro il 28 dicembre 2009 e sarà finanziata per 203,2 milioni di euro con mezzi propri degli acquirenti stessi e per 72,5 milioni di euro con un'ulteriore *tranche* del predetto finanziamento. Enel Distribuzione dispone di un'opzione di riacquisto ("*call option*") dell'80% del capitale di Enel Rete Gas, esercitabile, al verificarsi di determinate condizioni, a partire dal 2014 (anno in cui si concluderà un periodo di *lock up* quinquennale valevole tanto per Enel Distribuzione quanto per F2i Reti Italia) e fino al 2018. Tale *call option* potrà essere esercitata a un prezzo che terrà conto del *fair market value* della partecipazione in questione. Terminato il periodo di *lock up* le parti valuteranno l'opportunità di quotare in Borsa le azioni di Enel Rete Gas. Complessivamente l'operazione consente di ridurre l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel di oltre 1,2 miliardi di euro, tenuto conto del corrispettivo riconosciuto per la partecipazione ceduta e del deconsolidamento del debito di Enel Rete Gas al momento della cessione.

Eventi successivi e prevedibile evoluzione della gestione

Eventi successivi

Acconto sul dividendo per l'esercizio 2009

In data 1° ottobre 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2009 pari a 0,10 euro per azione. L'acconto sul dividendo, al lordo delle eventuali ritenute di legge, verrà posto in pagamento a decorrere dal 26 novembre 2009, previo stacco in data 23 novembre 2009 della cedola n. 15.

Cessione di Empresa de Energía de Bogotá

Il 5 ottobre 2009 Endesa ha venduto, per un corrispettivo pari a 247 milioni di dollari, la partecipazione del 7,2% nel capitale di Empresa de Energía de Bogotá, società colombiana operante nel trasporto di energia elettrica nell'area della capitale della Colombia.

Accordo definitivo per lo sviluppo del settore idroelettrico nella provincia di Bolzano

In data 20 ottobre 2009, facendo seguito all'accordo preliminare sottoscritto il 23 ottobre 2008, Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina SpA (SEL) – società partecipata dalla Provincia Autonoma di Bolzano per circa il 94% del suo capitale e, per la residua parte, da Comuni e comunità comprensorie dell'Alto Adige tramite la Selfin Srl – hanno firmato l'Accordo Definitivo per lo sviluppo congiunto del settore idroelettrico nella provincia di Bolzano. Tenuto conto che ciascuna delle parti ha partecipato finora e continuerà a partecipare in piena autonomia ai procedimenti amministrativi in corso presso la Provincia per il rilascio o il rinnovo trentennale delle concessioni di grande derivazione idroelettrica in scadenza al 31 dicembre 2010, l'Accordo conferma l'impegno di Enel Produzione e SEL a gestire congiuntamente, a decorrere dal 2011 e fino ad almeno il 2040, attraverso una *NewCo* partecipata rispettivamente al 40% e al 60%, le concessioni idroelettriche di grande derivazione che dovessero essere loro rispettivamente rinnovate o rilasciate dalla Provincia al termine dei suddetti procedimenti amministrativi, con l'intento di sviluppare sinergie industriali ottimizzando le rispettive competenze. L'Accordo conferma tutti i principali contenuti del contratto preliminare, precisando che la *NewCo* verrà costituita o individuata da SEL nella forma di società a responsabilità limitata e avrà sede a Bolzano. Nella nuova società Enel Produzione conferirà il ramo di azienda relativo ai beni afferenti alle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche ricadenti nel territorio della provincia di Bolzano il cui valore è stimato pari a 340 milioni di euro, mentre al 1° gennaio 2011 verranno conferite le concessioni ottenute in via autonoma da entrambi i soci. Sono stati altresì definiti tra le parti i patti parasociali che regoleranno la *governance* della

NewCo in base ai quali Enel Produzione eserciterà un'influenza dominante sulla *NewCo* fino al 31 dicembre 2013 e potrà quindi procedere al consolidamento dei risultati della stessa fino a tale data. In base a tali patti, inoltre, le parti si sono impegnate a mantenere per l'intera durata della *joint venture* una partecipazione nel capitale della *NewCo* non inferiore al 51% per SEL e al 31% per Enel Produzione. Inoltre, è stato definito il testo del relativo statuto che includerà, tra l'altro, un diritto di prelazione reciproco tra i due soci.

Prevedibile evoluzione della gestione

I primi nove mesi del 2009 sono stati caratterizzati da uno scenario macroeconomico globale particolarmente critico, con una contrazione generalizzata della richiesta di energia elettrica in tutti i Paesi in cui il Gruppo è presente. Tuttavia, il *mix* produttivo ben bilanciato sia in termini di tecnologie sia in termini geografici, le strategie di protezione dei margini di generazione, nonché i programmi di efficientamento e riduzione dei costi già avviati consentono di prevedere che Enel possa confermare un adeguato livello di redditività.

A tale riguardo il programma di sinergie con Endesa sta fornendo risultati superiori alle aspettative: alla fine del mese di settembre 2009 le sinergie conseguite hanno raggiunto i 326 milioni di euro, consentendo di elevare il *target* per l'intero 2009 da 397 milioni di euro a 436 milioni di euro. Grazie anche allo sviluppo di ulteriori programmi di efficienza in Endesa, l'obiettivo delle sinergie conseguibili al 2012 viene elevato a sua volta da 813 milioni di euro a oltre 1 miliardo di euro, senza escludere ulteriori miglioramenti per il futuro.

Inoltre, l'aumento di capitale sociale della Capogruppo finalizzato nel mese di giugno 2009, unitamente ai programmi di miglioramento del *cash flow* operativo e alle operazioni di ottimizzazione del portafoglio, contribuirà a garantire la stabilità finanziaria del Gruppo.

Tutte le azioni poste in essere fanno prevedere anche per il 2009 risultati economici in crescita rispetto all'esercizio precedente.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011. L'energia importata in esecuzione di tale contratto è ceduta all'Acquirente Unico (AU), a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela. Per l'anno 2009 il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto dell'11 dicembre 2008 ha riconfermato la riserva di capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Svizzera per l'esecuzione di tale contratto. Per il terzo trimestre 2009 il prezzo di cessione ad AU, calcolato sulla base di un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale), è stato pari a 48,45 euro/MWh (74,53 euro/MWh per il terzo trimestre 2008), mentre per il quarto trimestre 2009 sarà pari a 56,86 euro/MWh (79,20 euro/MWh per il quarto trimestre 2008).

Mercato

Energia elettrica

Liberalizzazione del servizio di vendita

Con delibera ARG/elt n. 112/09 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha stabilito gli obblighi informativi in capo agli esercenti la maggior tutela (e le relative tempistiche) ai fini dell'applicazione obbligatoria, a partire dal 1° aprile 2010, dei corrispettivi biorari ai clienti domestici con misuratore riprogrammato per fasce. In particolare, l'AEEG ha previsto, a partire da dicembre 2009, l'inserimento in fattura dell'informativa sul funzionamento del nuovo regime di corrispettivi biorari e ha rinviato l'applicazione degli stessi corrispettivi dal 1° gennaio 2010 (previsto dalla precedente disciplina) al 1° aprile 2010.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con le delibere ARG/elt n. 78/09 e n. 80/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2009, che implicano per il cliente domestico tipo una tariffa finale di 166,3 euro/MWh, con una riduzione dell'1% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED, pari a 90,5 euro/MWh, si è ridotta di circa 3 euro/MWh, mentre la componente A3 destinata a incentivare la produzione da fonti rinnovabili e assimilate, pari a circa 8 euro/MWh, si è incrementata di circa 1 euro/MWh.

Con le delibere ARG/elt n. 132/09 e n. 133/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il quarto trimestre 2009 confermando per il cliente domestico tipo una tariffa finale di circa 166,3 euro/MWh.

Con la delibera ARG/elt n. 133/09 l'AEEG ha altresì previsto che la regolazione delle partite economiche di conguaglio *load profiling* tra esercente la maggior tutela e Acquirente Unico, per gli anni 2007 e 2008, dovrà avvenire entro il 31 ottobre 2009. Inoltre, con la stessa delibera l'AEEG ha stabilito una nuova tempistica per la regolazione delle partite relative alla perequazione per l'anno 2007. In particolare, la liquidazione dei crediti da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico è prevista entro il 31 dicembre 2009.

Per l'anno 2008 la delibera n. 156/07 (TIV) aveva già previsto il pagamento dei crediti di perequazione entro fine anno.

Legge "Sviluppo"

L'art. 27, commi 18 e 19, della legge n. 99/2009 (c.d. "Sviluppo") trasferisce – a decorrere dal 2011 – l'obbligo di immissione di una quota di energia rinnovabile nel sistema elettrico nazionale, di cui all'art. 11, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 79/99, dai soggetti produttori o importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili ai soggetti che concludono con Terna uno o più contratti di dispacciamento in prelievo. Il Ministro dello Sviluppo Economico definisce, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge, le modalità attuative e gli incrementi della quota d'obbligo sulla base degli effetti del trasferimento e coerentemente con gli impegni di sviluppo delle fonti rinnovabili a livello nazionale e comunitario.

Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Elettrici

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 25 novembre 2008 sono state definite le modalità di assegnazione dell'energia CIP 6 al mercato per l'anno 2009, mantenendo inalterata la formula di aggiornamento in corso d'anno. La quantità complessivamente assegnabile è scesa a 4.300 MW, di cui il 20% è destinato all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato tutelato. Per il terzo trimestre 2009, il prezzo dell'energia prodotta da impianti CIP 6, aggiornato con la formula sopra citata, è stato pari a 48,45 euro/MWh, mentre per il quarto trimestre 2009 sarà pari a 56,86 euro/MWh.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 93/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Energia e altre quattro imprese di vendita per accertare la violazione di una parte degli obblighi vigenti in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione ai clienti serviti sul mercato libero. La conclusione dell'istruttoria è prevista per i primi mesi del 2010.

Il TAR del Lazio ha rimesso all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), per la ridefinizione degli importi delle sanzioni, il provvedimento PS/1554 con cui il 16 ottobre 2008 l'AGCM aveva condannato Enel Energia SpA ed Enel Servizio Elettrico SpA rispettivamente al pagamento di 225.000 euro e 210.000 euro per pratiche commerciali scorrette. La pratica contestata consisteva nell'addebito di interessi di mora per il pagamento tardivo da parte dei clienti di bollette recapitate quando il relativo termine era già scaduto.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Come disposto dall'art. 3, comma 8, del decreto legge n. 185/08, al fine di assicurare una riduzione delle tariffe in linea con la diminuzione dei prodotti

petroliferi, con delibera ARG/gas n. 192/08 l'AEEG ha eliminato la soglia di invarianza da cui dipendono gli aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura. La soglia infatti stabiliva il rinvio dell'aggiornamento del valore della componente materia prima in caso di variazioni di questa inferiori al 2,5%. La rimozione della soglia a partire dal 1° gennaio 2009 ha determinato una riduzione della componente materia prima nel corso del primo trimestre 2009 pari all'1,9%. Con delibera ARG/gas n. 106/09, l'AEEG ha definito il sistema di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita in conseguenza della rimozione della soglia. Dal meccanismo di compensazione sono però escluse le società di vendita o grossiste verticalmente integrate che si approvvigionano infragruppo.

Con delibera ARG/gas n. 82/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il terzo trimestre 2009 definendo un prezzo pari a 68,32 centesimi di euro/m³, con una riduzione del 7,7% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi della materia prima è stata ridotta di circa il 24%.

Con delibera ARG/gas n. 136/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il quarto trimestre 2009 definendo un prezzo pari a 67,48 centesimi di euro/m³, con una riduzione dell'1,2% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata ridotta di circa il 6,6%. Dall'inizio dell'anno le condizioni economiche di fornitura si sono ridotte del 15%.

Fornitore di ultima istanza

La legge n. 99/2009 e il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 3 settembre 2009 trasferiscono la responsabilità per l'identificazione dei fornitori di ultima istanza all'Acquirente Unico. Con delibera ARG/gas n. 119/09 l'AEEG ha definito la procedura per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza di gas naturale. Il 17 settembre 2009 l'Acquirente Unico ha pubblicato la graduatoria, individuando Enel Energia quale fornitore di ultima istanza per l'anno termico 2009-2010 nella macro-area del Nord-Ovest Italia (Piemonte e Liguria) e Sud Italia (Lazio, Marche, Abruzzo, Basilicata, Puglia, Campania, Calabria e Sicilia).

Istruttorie e indagini conoscitive

L'8 settembre 2009 il TAR del Lazio ha rigettato il ricorso di Enel Energia avverso il provvedimento AGCM PS/1874 del 3 dicembre 2008. La pratica contestata dall'AGCM consisteva nella mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e nell'emissione di fatture presuntive in relazione a consumi di gas non rispondenti ai consumi effettivi e stimati in base a criteri non precisati.

Generazione ed Energy Management

Decreto legge "Anti-crisi" n. 78/09

Il decreto legge 1° luglio 2009, n. 78 contiene all'art. 3 disposizioni in materia di energia. È previsto, tra l'altro, l'obbligo, per chi ha immesso nell'anno termico 2007-2008 nella rete nazionale di trasporto una quota superiore al 40% del gas naturale complessivamente destinato al mercato nazionale, di offrire, a un prezzo fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), un quantitativo di gas pari a 5 miliardi di metri cubi per l'anno termico 2009-2010. Tale prezzo verrà stabilito con riferimento ai prezzi medi dei mercati europei rilevanti e alla struttura dei costi

di approvvigionamento del gas sostenuti dal cedente. Inoltre, il decreto prevede l'introduzione da parte dell'AEEG di misure di degressività nelle tariffe di trasporto del gas e la fruizione dei servizi di stoccaggio anche ai clienti finali industriali e termoelettrici.

Ai sensi dell'art. 3 della legge n. 102/2009, il Ministro dello Sviluppo Economico ha avviato la procedura di *gas release* (DM 7 agosto 2009). Con delibera ARG/gas n. 114/09 l'AEEG ha fissato i termini e le condizioni della procedura concorrenziale per l'offerta sul mercato da parte di Eni di 5 miliardi di metri cubi di gas per l'anno termico 2009-2010 suddivisi in lotti annuali e semestrali. La procedura, cui Enel non ha partecipato, si è conclusa il 9 settembre 2009 con la vendita sul mercato di circa 1,1 miliardi di metri cubi. I prezzi di aggiudicazione sono stati pari a 20,9 centesimi di euro/m³ per i lotti annuali e a 20,2 centesimi di euro/m³ per i lotti semestrali, in linea con il valore della componente materia prima previsto nello stesso periodo e più alto di circa il 10% rispetto ai principali riferimenti europei.

Per quanto riguarda lo stoccaggio, l'AEEG ha già proposto nel documento di consultazione pubblicato lo scorso agosto (DCO n. 28/09) una serie di interventi che prevedono anche la definizione di un servizio di modulazione settimanale.

Legge "Sviluppo"

L'art. 30, comma 9, della legge n. 99/2009 (c.d. "Sviluppo") prevede l'adozione da parte dell'AEEG – sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico – di misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia elettrica nella regione Sardegna. In particolare, l'AEEG, entro 30 giorni dall'entrata in vigore della legge, deve individuare un meccanismo di mercato per l'acquisizione e la cessione di capacità produttiva virtuale sino alla completa realizzazione delle infrastrutture energetiche di integrazione della rete elettrica sarda con la rete nazionale.

Con delibera ARG/elt n. 115/09 l'AEEG ha previsto la cessione di capacità virtuale nel periodo 2010-2014 per un totale rispettivamente di 225 MW per Enel e di 150 MW per E.ON, tramite la stipula di contratti differenziali (a una/due vie a scelta del produttore) riferiti al PUN. L'asta per l'assegnazione dei *Virtual Power Plant* (VPP) che si è svolta il 15 ottobre 2009 si è conclusa con l'assegnazione dell'intera capacità oggetto della cessione.

L'art. 30, comma 6, prevede la revisione entro un anno da parte del Governo dei tetti Antitrust per le attività di importazione e vendita sul mercato finale del gas naturale, la cui scadenza è attualmente fissata al 2010.

L'art. 30, comma 15, attribuisce al Ministro dello Sviluppo Economico la definizione del costo evitato del combustibile (CEC), su proposta dell'AEEG, con cadenza trimestrale e a decorrere dal 2009.

Il 24 settembre 2009, con segnalazione PAS n. 16/09, l'AEEG ha quindi inviato al Ministro dello Sviluppo Economico la sua proposta per la definizione dei valori di acconto del CEC per il quarto trimestre 2009; in data 30 settembre 2009 il Ministro ha emanato il decreto per la loro definizione.

Decreto legge "Anti-crisi" n. 185/08

Il 30 settembre 2009 l'AEEG ha inviato al Ministro dello Sviluppo Economico – ai sensi dell'art. 3, comma 10 ter, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge 28 gennaio 2009 n. 2 – la segnalazione PAS n. 18/09 sul funzionamento dei mercati dell'energia. La segnalazione contiene numerose proposte per il miglioramento dei mercati, tra le quali: l'emanazione di un decreto per la perfetta efficienza degli impianti; l'adozione di *Virtual Power Plant* per la Sicilia; e l'introduzione di misure volte a favorire la realizzazione, in

particolare al Sud, di piccole centrali idroelettriche di pompaggio.

L'AEEG ha, inoltre, espresso parere contrario allo spostamento dell'obbligo dei certificati verdi dai produttori ai venditori, proponendo altresì la riduzione del prezzo di riferimento dei suddetti certificati, fissato con la Legge Finanziaria del 2008 (legge n. 244 del 27 dicembre 2007).

Con riferimento al mercato del gas naturale, l'AEEG ha proposto nel breve termine: la definizione di nuove procedure di *gas release*; l'adozione di nuovi servizi di bilanciamento; la riduzione del numero di ambiti di gara per le nuove concessioni del servizio di distribuzione del gas.

Nel lungo termine l'AEEG ha invece proposto una serie di interventi più strutturali che prevedono il prolungamento a tempo indeterminato dei tetti Antitrust delle importazioni, da ridurre progressivamente fino a un valore corrispondente al 50% dei consumi nazionali di gas su base annua.

Con delibere ARG/elt n. 138/09 e n. 142/09 l'AEEG ha apportato alcune modifiche alla delibera n. 111/06 prevedendo l'introduzione di un meccanismo di mutualizzazione del rischio residuo, in capo al Gestore del Mercato Elettrico (GME), finalizzato allo sviluppo del mercato a termine con consegna fisica (MTE). Il meccanismo prevede che, nel caso di costi connessi a crediti non recuperabili per effetto dell'insolvenza di operatori dell'MTE il GME debba darne immediata comunicazione all'AEEG che successivamente definirà le modalità di recupero attraverso un apposito corrispettivo.

Con delibera ARG/elt n. 140/09, l'AEEG ha posticipato alcune delle scadenze previste dalla delibera ARG/elt n. 52/09 relativa alla disciplina degli impianti essenziali.

Oneri per certificati verdi 2003 e 2004

Con la delibera ARG/elt n. 26/09 l'AEEG ha riconosciuto a Enel Produzione gli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, in misura pari a oltre 20 milioni di euro. Con delibera ARG/com n. 80/09 l'AEEG ha disposto l'erogazione degli importi da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico in funzione delle disponibilità alla data del 10 settembre 2009 e in misura proporzionale agli oneri complessivamente riconosciuti a ciascuna società. Enel Produzione ha incassato circa 17,8 milioni di euro con data valuta 1° ottobre 2009.

È attesa l'udienza del Consiglio di Stato sul ricorso in appello presentato dall'AEEG per il riconoscimento a Enel Produzione degli oneri per i certificati verdi relativi all'anno 2003.

È inoltre attesa la fissazione dell'udienza di merito al Consiglio di Stato in relazione al ricorso di Enel Produzione contro la delibera n. 101/05 relativa agli oneri per i certificati verdi del 2001 e del 2002 degli impianti di pompaggio.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 3/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale per valutare le dinamiche di formazione dei prezzi degli ultimi mesi del 2008 nel mercato dell'energia elettrica con specifico riferimento alla zona della Sicilia. Con la delibera VIS n. 15/09 il termine di conclusione di tale istruttoria è stato prorogato al 30 aprile 2009; successivamente, con delibera VIS n. 82/09, l'AEEG ha sancito la chiusura dell'istruttoria e la trasmissione della relazione tecnica sugli esiti all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM). La pubblicazione di tale relazione è stata sospesa in attesa degli esiti delle valutazioni dell'AGCM.

Emission Trading

Le emissioni prodotte da Enel Produzione al 30 settembre 2009 sono state pari a 26,9 Mton; considerando le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza, pari a 27,5 Mton, al 30 settembre 2009 non si evidenzia alcun *deficit*.

Borsa del gas e mercato giornaliero del bilanciamento

La legge n. 99/09 prevede l'affidamento al GME della gestione economica del mercato del gas naturale secondo una disciplina predisposta dal GME stesso e approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico. Nel corso del 2008 l'AEEG ha pubblicato due documenti di consultazione che prevedevano l'introduzione di una Borsa del gas (documento di consultazione n. 21/08) e di un mercato del bilanciamento (documento di consultazione n. 10/08).

Obblighi di offerta al Punto di Scambio Virtuale (PSV) di quote di gas importato

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 marzo 2008 aveva definito per gli importatori le modalità di cessione presso il mercato regolamentato di quote di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea. Con la delibera ARG/gas n. 108/09 l'AEEG ha definito le modalità di offerta presso il PSV (Punto di Scambio Virtuale) delle quote di gas soggette a obbligo di offerta per i mesi da ottobre 2009 a marzo 2010 e i lotti annuali. La quota di Enel complessivamente offerta al PSV per l'anno termico 2008-2009 è di circa 50 milioni di m³. La procedura d'asta per i quantitativi dei lotti invernali si è conclusa il 24 settembre 2009 senza l'assegnazione di nessuno dei lotti offerti.

Criteri di allocazione

Con delibera ARG/gas n. 62/09 l'AEEG ha avviato un procedimento per l'introduzione di misure in tema di meccanismi di allocazione delle quantità di gas. La stessa delibera proroga fino al 30 settembre 2010 la responsabilità in capo all'azienda di trasporto dell'allocazione giornaliera.

Infrastrutture e Reti

Energia elettrica

Continuità del servizio

Con delibera ARG/elt n. 76/09, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha modificato la disciplina relativa al metodo statistico per lo scorporo delle interruzioni dovute a "forza maggiore" dagli indicatori di continuità del servizio. In base al nuovo meccanismo, tutte le interruzioni che si verificano in "periodi perturbati" non sono computate nel calcolo dei suddetti indicatori. Il conseguente miglioramento degli indicatori di qualità del servizio dovrebbe riflettersi in un beneficio per Enel Distribuzione pari a circa 95 milioni di euro nel biennio 2008-2009.

Spagna

Risoluzione Ministero dell'Industria del 19 aprile 2007 e del 29 maggio 2007

Con riguardo alla Risoluzione del Ministero dell'Industria del 29 maggio 2007 relativa alle aste denominate CESUR (*Compra de Electricidad para el Suministro de Ultimo Recurso*), il 25 giugno 2009 si è tenuta la nona asta; 29 operatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale, a partire dal terzo trimestre del 2009, di una quantità di energia pari a 4.800 MW a un prezzo di 42 euro/MWh per il prodotto *base-load* e 670 MW a 47,60 euro/MWh per il prodotto *peak-load*; 30 operatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale, a partire dal quarto trimestre del 2009, di una quantità di energia pari a 5.000 MW a un prezzo di 45,67 euro/MWh per il prodotto *base-load* e 670 MW a 51,31 euro/MWh per il prodotto *peak-load*. Quanto alle percentuali d'obbligo d'acquisto dei CUR (*Comercializadores de Ultimo Recurso*) per la nona asta, Endesa Energia XXI dovrà acquistare rispettivamente il 41%, il 46%, il 41% e il 33% dell'energia messa all'asta per ogni prodotto.

Ordine ministeriale n. 1659/09

Il 23 giugno 2009 è stato pubblicato l'Ordine ministeriale n. 1659/09 che stabilisce il meccanismo di passaggio dei clienti a tariffa alla fornitura di ultima istanza e definisce il procedimento di calcolo e la struttura della TUR (*Tarifa de Ultimo Recurso*). A partire dal 1° luglio 2009 la fornitura a tariffa non è più effettuata dai distributori ma dai CUR definiti dal Regio Decreto n. 485/2009.

La TUR include il costo di generazione dell'energia, il costo di trasporto e il costo di commercializzazione. Il costo di produzione dell'energia stimato è calcolato per ogni semestre sulla base dei prezzi *forward* risultanti dalle aste CESUR e OMIP (*Operador do Mercado Ibérico de Energia*). La formula tiene conto, inoltre, di un premio per il rischio, dei pagamenti per capacità e delle perdite di rete.

In applicazione del provvedimento stesso, il Ministero ha fissato con la Risoluzione del 29 giugno 2009 la TUR per il secondo semestre del 2009 con un incremento del 2% rispetto alla tariffa integrale confrontabile in vigore fino a giugno 2009.

Il prezzo della TUR senza discriminazione oraria è pari a circa 135 euro/MWh.

Ordine ministeriale n. 1723/09

Il 29 giugno 2009 è stato pubblicato l'Ordine ministeriale n. 1723/09 che ha stabilito le tariffe di trasporto da applicarsi a partire dal 1° luglio 2009. Gli incrementi medi sono stati del 15,2% per le tariffe di bassa tensione e del 28,3% per quelle di media e alta tensione.

Ordine ministeriale n. 1785/09

Il 4 luglio 2009 è stato pubblicato l'Ordine ministeriale n. 1785/09 con cui viene fissata al 6 luglio 2013 la data per il termine delle operazioni della centrale nucleare di Garoña e autorizzata la sua operatività fino a tale data. Il Ministero rinnova così la licenza per l'esercizio della centrale di ulteriori quattro anni, ovvero di due anni oltre la vita utile dell'impianto (40 anni), nonostante il CSN (*Consejo de Seguridad Nuclear*) abbia pubblicato il 5 giugno 2009 un rapporto favorevole al rinnovo della licenza per un periodo di dieci anni; così come richiesto da NUCLÉNOR (società titolare dell'impianto, controllata da Endesa al 50%) il 3 luglio 2006.

Ordine ministeriale n. 2524/09

L'8 settembre 2009 è stato pubblicato l'Ordine ministeriale n. 2524/09 relativo alla definizione del nuovo meccanismo per la quantificazione dell'incentivo per la riduzione delle perdite di rete. In base al nuovo meccanismo, da applicarsi a partire da gennaio 2011, verrà individuato un obiettivo di riduzione delle perdite e il valore dell'incentivo (o della penalizzazione in caso di mancato raggiungimento del *target*) potrà variare tra il +/-2% dei ricavi del distributore dell'anno precedente.

Regio Decreto n. 1301/09 e Risoluzioni Commissione interministeriale 8 settembre 2009

L'8 settembre 2009 la Commissione interministeriale per il *deficit* tariffario (istituita con Regio Decreto n. 1301/09) ha approvato due documenti tecnici relativi alle modalità di selezione della Società che si occuperà di gestire il Fondo di cartolarizzazione garantito dallo Stato cui potranno essere ceduti i diritti di credito relativi alla copertura dei *deficit*. I documenti in oggetto fissano da un lato i requisiti necessari per poter partecipare alla fase di selezione della Società di gestione del Fondo e dall'altro i criteri con cui la Commissione interministeriale – coadiuvata da un gruppo tecnico costituito da membri dell'Autorità di regolazione (CNE), della Commissione nazionale per la Borsa spagnola (CNMV) e dell'istituto ufficiale di credito (ICO) – valuterà le offerte ricevute. La Commissione ha altresì previsto la costituzione di un Comitato *ad hoc* che supervisionerà le attività della Società di gestione del Fondo.

Procedimento S/0104/08 "Electricas" della Comisión Nacional de la Competencia (CNC)

Il 1° ottobre 2009 la CNC ha aperto un procedimento contro Iberdrola, Endesa, Gas Natural, Hidrocantabrico, E.ON, Electrabel, Aceca, Elcogas e Nueva Generadora del Sur per presunte condotte anticoncorrenziali realizzate sul mercato diario (sostanzialmente equivalente al Mercato del Giorno Prima italiano) e sul mercato delle restrizioni tecniche (ove l'OMEL - *Mercado de Electricidad* risolve le congestioni derivanti dalla mancata compatibilità tra offerta ed esigenze di rete). Le citate società di generazione avrebbero deliberatamente spostato parte della loro offerta di energia dal mercato diario al mercato delle restrizioni tecniche. Tale condotta potrebbe rappresentare un abuso di posizione dominante, individuale o collettivo, o un illecito coordinamento fra gli operatori. La CNC dovrà emettere una risoluzione entro 18 mesi dalla data di apertura del procedimento.

Emission Trading

Nei primi nove mesi del 2009 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a circa 23 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza pari a 19,1 Mton. Il *deficit* di 3,9 Mton risultante al 30 settembre 2009 viene coperto con crediti CERs e EUAs secondo quanto previsto dalla normativa comunitaria e nazionale (limite di copertura *deficit* con CERs pari a 42%).

Argentina

Aggiornamenti tariffari

Il 12 agosto 2009 il Governo ha reintrodotta per quattro mesi i sussidi destinati ai consumatori finali di elettricità, al fine di interrompere temporaneamente gli effetti degli incrementi tariffari introdotti a novembre 2008 (compresi tra il 30% e il 300%) per i clienti con consumi superiori a 1.000 kWh per bimestre. Nel bimestre

giugno-luglio 2009 il sussidio è stato reintrodotta nella sua totalità, mentre per i mesi di agosto e settembre 2009 esso è stato mantenuto parzialmente (70%). La misura non è più in vigore dal 1° ottobre 2009.

Distribuzione

In base al contratto di concessione stipulato da Edesur, che prevede che la redistribuzione degli utili sia condizionata all'approvazione da parte del regolatore (che ha anche il compito di approvare il piano di investimenti delle società di distribuzione), il 2 giugno 2009 il regolatore ENRE ha temporaneamente sospeso l'approvazione per la distribuzione dei dividendi di Edesur per 65,5 milioni di pesos (circa 12,5 milioni di euro). Il 27 agosto 2009 ENRE, con risoluzione n. 445/2009 ha acconsentito alla redistribuzione del 73% dei dividendi di Edesur, per un ammontare di 48 milioni di pesos, pari a 9,1 milioni di euro.

Cile

Sanzioni

Il 26 giugno 2009 la SEC (*Superintendencia de Electricidad y Combustibles*) ha multato per 800 UTA ⁽¹⁾ (più di 450mila euro) la società di distribuzione controllata da Endesa, Chilectra, e CGE Distribucion, per errori commessi nella misura e nella fatturazione nella regione di Santiago del Cile. Il 19 agosto 2009 la SEC ha comminato a Chilectra una seconda sanzione di 1.200 UTA (quasi 700mila euro) per errori nella fatturazione nella seconda metà del 2008 e nei primi mesi del 2009. Endesa presenterà ricorso contro questa decisione.

Colombia

Mercato all'ingrosso

Il 26 maggio 2009 il regolatore colombiano CREG ha adottato la risoluzione n. 069 del 2009, contenente la proposta di regolamento del *Mercado Organizado* (MOR), all'interno del quale dovrebbero svolgersi le aste per la vendita di energia destinata ai clienti finali. Nel frattempo, dalla seconda metà del 2009 sono partite le operazioni commerciali di Derivex S.A., la piattaforma per derivati energetici creata dal gestore del mercato elettrico colombiano XM nel mese di giugno 2009.

Internazionale

Francia

TARTAM

Il 15 settembre 2009 la Commissione Europea (DG Comp) e il Governo francese hanno raggiunto un accordo che prevede, a fronte della chiusura della procedura contro lo Stato francese su tariffe regolate e TARTAM, l'adozione di iniziative concrete per l'apertura del mercato. Tra queste, la fine del sistema di "tariffe di ritorno" TARTAM dal 1° luglio 2010 e l'implementazione del meccanismo di vendita della base regolata EDF per 15 anni (per volumi massimi annui di 100 TWh); quanto alla regolazione tariffaria, se ne prevede la fine, per le imprese di medie e grandi dimensioni, dal 2015 e il mantenimento per i clienti domestici e le piccole imprese. L'implementazione del Consorzio *Exeltium* è prevista dall'inizio del 2010. Coerentemente con quanto previsto dalla normativa vigente, Enel France ha sottoposto alla *Commission de Régulation de l'Energie* (CRE) la sua richiesta

(1) *Unidad Tributaria Mensual* (UTM) è un'unità di conto utilizzata in Cile a scopi tributari e per la somministrazione di sanzioni economiche, attualizzata mensilmente con riferimento all'inflazione e acquistabile o rivendibile in pesos cileni. Dall'UTM deriva la UTA (*Unidad Tributaria Anual*), corrispondente all'UTM vigente nell'ultimo mese dell'anno commerciale di riferimento, moltiplicato per 12.

di compensazione per costi associati alla fornitura di energia ai clienti TARTAM nel 2008. Entro il 15 ottobre 2009 la CRE renderà nota la sua decisione in merito all'entità della compensazione dovuta.

Aggiornamenti tariffari

Il 1° agosto 2009 è entrata in vigore la nuova tariffa di rete TURPE 3, approvata il 5 giugno 2009 dai Ministeri dell'energia e dell'economia su proposta della CRE. La nuova metodologia di definizione delle tariffe di rete prevede l'applicazione della regolazione basata sulla RAB (*Regulatory Assets Base*) per un periodo di quattro anni.

Il 12 agosto 2009 è stato pubblicato il decreto applicativo dei Ministeri dell'energia e dell'economia sulla TARTAM che abroga il precedente decreto del 5 gennaio 2007, eliminando le formule di correlazione tra TARTAM e tariffa regolata integrale. Con lo stesso decreto il livello della TARTAM è stato mantenuto invariato rispetto all'anno precedente. Nello stesso giorno i due Ministeri hanno pubblicato un decreto sulle tariffe di vendita, che prevede l'addizionalità della componente tariffaria di generazione e delle tariffe di rete, ribaltando così gli aumenti della tariffa di rete TURPE sulla tariffa finale.

Il 14 agosto 2009 sono stati pubblicati i decreti contenenti le nuove tariffe regolate per l'energia elettrica per il periodo agosto 2009 - agosto 2010, con aumenti rispetto al periodo agosto 2008 - agosto 2009 compresi tra l'1,9% e il 5% in media. Tenuto conto dell'aumento della tariffa di rete dal 1° agosto 2009, l'aumento medio della parte generazione è compreso tra 0,4 euro/MWh e 2,2 euro/MWh.

Slovacchia

Impianti *must-run*

In relazione al regime di compensazione dei costi sostenuti per l'esercizio dei due impianti termici che, in osservanza della clausola di "interesse economico generale", sono obbligati per legge a garantire disponibilità di potenza ed energia, ad agosto 2009 è stato definito da URSO (regolatore slovacco) il valore del fattore di aggiustamento previsto nella tariffa di remunerazione per l'impianto di Elektrárne Nováky (ENO) ($y=32,6\%$): ciò comporta un valore della tariffa finale per i *system cost* di ENO pari a 40,25 euro/MWh per il 2010. Il fattore y è determinante per la copertura delle variazioni di prezzo dell'energia sul mercato, del costo del carbone, della remunerazione dei servizi ancillari e per la correzione dei periodi precedenti.

Nuove Regole di Mercato

Dal 1° settembre 2009 si è attivato il *market coupling* tra Slovacchia e Repubblica Ceca. Il mercato è gestito da OTE (operatore del mercato elettrico ceco) e dalle società di trasmissione di entrambi i Paesi (CEPS, SEPS). I volumi scambiati sono per il momento ancora poco significativi.

Emission Trading

Nei primi nove mesi del 2009 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 2,7 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza, pari a circa 4 Mton.

Aspetti tariffari

A fine dicembre 2008 sono state pubblicate le tariffe finali regionali per i clienti residenziali e non residenziali, quelle di trasmissione e degli *ancillary services*. A giugno 2009 le tariffe sono rimaste invariate.

Vendita ai clienti finali

A seguito dell'assegnazione a fine dicembre 2008 dei portafogli di energia, con i relativi prezzi di acquisto, per ognuna delle società di vendita per l'anno 2009, a inizio settembre del 2009 ANRE ha consentito che, al fine di ottimizzare i ricavi regolati, Enel Energie, Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Banat e Dobrogea procedessero a una riallocazione del portafoglio di energia acquisita per la vendita ai clienti finali e per la copertura delle perdite di rete.

Russia

Apertura del mercato

Nell'ambito della progressiva apertura del mercato stabilita dal Governo russo, a luglio 2009 la quota di energia elettrica per la vendita sul mercato libero è stata ulteriormente incrementata fino al 50% dei volumi non residenziali a prezzi liberi (30% a gennaio 2009). Tali soglie sono coerenti con le previsioni del decreto governativo del 7 aprile 2007 n. 207, che ha stabilito la progressiva liberalizzazione del mercato fino al 100% dei volumi nel 2011, escludendo quelli dei clienti residenziali.

Capacity market

Il 31 luglio 2009 il *Market Council* ha parzialmente rimosso la franchigia sulle penali di capacità (mercato transitorio) in caso di indisponibilità, stabilendo la non applicabilità nei mesi invernali.

Il decreto n. 476 del 2008, che ha fissato le regole del mercato transitorio della capacità, prevede che il Ministero dell'Energia elabori le regole per il mercato di capacità a lungo termine (previsto a partire dal 2011); una bozza di decreto per il mercato a lungo termine è stata pubblicata ad agosto sul sito del Ministero dell'Energia. Queste le caratteristiche principali:

- > l'asta per la selezione di capacità viene svolta dal *System Operator* con quattro anni di anticipo rispetto al periodo di consegna (per esempio a fine 2010 per consegna nel 2015), per consentire la realizzazione di nuovi investimenti;
- > la capacità viene selezionata in base alle offerte di prezzo (rubli/MW/mese), per coprire la domanda di picco attesa, più un coefficiente di riserva (fissato dal *System Operator*);
- > la capacità selezionata riceve il prezzo marginale dell'asta; tuttavia, impianti esistenti e nuovi saranno soggetti a *bid cap* separati per un periodo transitorio (fino al 2018); di conseguenza l'asta può risultare in un "doppio" prezzo marginale (uno per i nuovi impianti, uno per quelli esistenti), qualora vengano accettate offerte di prezzo di nuovi progetti;
- > il periodo di consegna previsto per la capacità selezionata è di un anno per gli impianti esistenti, sette per i nuovi (con indicizzazione annua all'inflazione del prezzo di capacità);
- > gli investimenti obbligatori (*capacity contract*), così come i progetti nucleari e idroelettrici prioritari, godranno di selezione prioritaria (a prescindere dalla domanda effettiva di capacità) e di un pagamento di capacità garantito per la durata del contratto.

La bozza prevede che entro il 2009 si svolga l'asta transitoria per il 2011 ed entro metà 2010 le altre aste transitorie (fino al 2014). Di conseguenza, si attende una tempestiva adozione del decreto.

Aggiornamenti tariffari

Il 16 luglio 2009 il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato gli scenari socio-economici per il triennio 2010-2012, che comprendono anche i *trend* tariffari (gli indicatori fissati dal Ministero sono utilizzati da FTS – Servizio Federale delle Tariffe – per stabilire le tariffe per l'anno successivo). Il documento prevede:

- > sul gas, una crescita dei prezzi regolati per i clienti industriali del 15% a partire dal 1° gennaio 2010 (26,5% di crescita media annua). È prevista inoltre una crescita del 15% annuo per il 2011 e 2012; ciò è in contrasto con i piani del Governo per allineare i prezzi del gas ai valori di *net-back* (ossia i prezzi di mercato europei, al netto di costi di trasporto e tasse di esportazione) entro il 2011;
- > sull'energia elettrica, una crescita limitata per le tariffe dei clienti finali nel 2010 (5% per i clienti industriali). Ciò si tradurrà verosimilmente in una riduzione delle tariffe di capacità per i generatori e delle risorse per finanziare i programmi di investimento di nucleare e idroelettrico. Il 2 ottobre 2009 FTS ha approvato le soglie minime e massime di aumento delle tariffe per i clienti finali per il 2010. La crescita media prevista per i clienti industriali è del 7,6%, anziché del 5% come annunciato a luglio. Lo scostamento è principalmente dovuto alle maggiori risorse destinate a RusHydro (per ripristinare l'attività di generazione della centrale idroelettrica di Sayano-Sushenskaya) e a FSK (il gestore della rete di trasmissione, di cui è previsto il passaggio alla metodologia tariffaria *RAB based*).

Gestione dei crediti

A seguito della crisi economica il settore elettrico russo ha registrato un significativo peggioramento dei mancati o ritardati pagamenti, sia sul mercato *retail* sia all'ingrosso. Di conseguenza, il Governo russo e il *Market Council* stanno mettendo a punto una serie di misure volte a migliorare la disciplina dei pagamenti. In particolare, il 2 ottobre 2009 è stato adottato il decreto n. 785, che prevede tempistiche standard per il *settlement* dei pagamenti da parte del cliente *retail*, rende più trasparenti le procedure di disconnessione o limitazione del consumo dei clienti finali in caso di mancati pagamenti e introduce la responsabilità del cliente nel caso in cui venga ostacolata la disconnessione.

Energie Rinnovabili

Panama

Il 23 agosto 2009 è stata approvata la *Resolución de Gabinete 101*, in base alla quale l'ANAM (*Autoridad Nacional del Ambiente*) avrà il potere di aggiornare le tariffe per lo sfruttamento delle risorse idriche ai fini di generazione elettrica, fissandole a un livello non inferiore a 20 dollari statunitensi/MWh. La somma così raccolta contribuirà a finanziare uno sconto (tra il 16% e il 25%) per i clienti con consumi inferiori a 500 kWh mensili, che le società di distribuzione Electra Noreste, Edemet ed Edechi dovranno accordare per i consumi dei mesi da settembre a dicembre 2009. Sono ancora in corso contatti tra ANEM e le società di generazione idroelettriche al fine di determinare l'ammontare della tariffa in questione. La risoluzione n. 101 apre inoltre la strada a una possibile revisione della regolazione del settore elettrico, prevedendo che la Segreteria dell'Energia e l'Autorità di regolazione ASEP possano completamente rivedere la legge n. 6

del 1997 attualmente in vigore e che l'Autorità *antitrust* monitori la situazione concorrenziale del mercato elettrico della generazione e adotti misure per contrastare comportamenti monopolistici.

Brasile

Nel mese di giugno 2009 è stata creata una Commissione parlamentare Speciale per le Fonti Rinnovabili di Energia, al fine di analizzare 16 progetti di legge su questo tema e consolidarli in un'unica legislazione.

I progetti sono stati protocollati a partire dal 2003 e comprendono proposte quali la creazione di un fondo dedicato a promuovere la ricerca e la generazione da fonti rinnovabili, le modifiche al Proinfa (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia*) e l'introduzione di incentivi fiscali per l'acquisto degli impianti.

Uno dei progetti di legge analizzati è il n. 630/2003, che prevede la creazione di un fondo per finanziare la ricerca e stimolare la produzione di elettricità a partire da fonti rinnovabili. La nuova legislazione brasiliana sulle fonti rinnovabili dovrebbe prevedere l'obbligo per i distributori di acquisire almeno 600 MW annui da fonti rinnovabili (equamente divisi tra eolica, biomassa e mini-idroelettrico) per un periodo di dieci anni a partire dal 2011, con contratti di fornitura ventennali selezionati secondo il criterio della tariffa più bassa.

Nel frattempo, il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie e il regolatore ANEEL stanno portando a conclusione la definizione delle regole per l'asta di energia elettrica da fonte eolica che si svolgerà il 25 novembre 2009, per la definizione di contratti di fornitura ventennali con produzione dal 2012.

Perù

Coerentemente con quanto già annunciato nel mese di giugno, il 15 settembre 2009 il Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie ha pubblicato il "*Proyecto de Bases para la Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables*". In base a questo documento – che attua la legge di promozione delle fonti rinnovabili di energia (decreto legislativo n. 1002 del maggio 2008) – i progetti di generazione che parteciperanno alla prossima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili dovranno entrare in esercizio non oltre il 31 dicembre 2009. La produzione messa all'asta (1,31 GWh annui, per 500 MW) potrà essere assegnata a quattro tecnologie rinnovabili.

L'asta consentirà di assegnare contratti per la fornitura di energia nel SEIN (*Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*) a una tariffa garantita per 20 anni. La prima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili nel Perù dovrebbe svolgersi nel mese di ottobre 2009, tuttavia a causa di ritardi nelle fasi di studio economico e di simulazione del dispacciamento potrebbe verificarsi uno slittamento al mese di gennaio 2010. La sua gestione sarà affidata al regolatore Osinergmin (*Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*).

Messico

Nel mese di ottobre 2008 è stata approvata una nuova legge quadro per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, che prevede la creazione di un fondo dedicato e l'introduzione di un nuovo sistema di *feed-in*. Attualmente, è in corso di approvazione la legislazione secondaria di implementazione della legge quadro e la definizione delle regole tecniche da parte di SENER (*Secretaría de Energía*) e CRE (*Comisión Reguladora de Energía*).

Il 22 giugno 2009 la CRE ha diffuso la bozza di regolamento della legge di promozione delle energie rinnovabili, pubblicata in via definitiva sul *Diario Oficial de la Federación* il 2 settembre 2009. Inoltre, il 7 luglio 2009 la SENER ha

formalmente presentato la strategia nazionale di transizione energetica e uso sostenibile dell'energia.

Francia

Nel mese di luglio 2009 il Parlamento ha approvato la legge *Grenelle de l'Environnement*, che fissa un obiettivo di copertura del 23% dei consumi con produzione da energie rinnovabili per il 2020. L'obiettivo per lo sviluppo della capacità eolica a tale data è stato fissato a 25.000 MW. La produzione eolica *on-shore* gode attualmente di tariffe di vendita di circa 86 euro/MWh. La legge "Grenelle 2", che dovrebbe implementare quanto disposto dalla legge "Grenelle 1", è attualmente in discussione al Senato.

Slovacchia

Il 19 giugno 2009 è stata approvata dal Parlamento la legge di supporto alle energie rinnovabili e alla cogenerazione che prevede tariffe *feed-in* garantite per 15 anni. I livelli tariffari saranno definiti attraverso un decreto URSO (regolatore slovacco). Per gli impianti *co-firing* da biomassa, l'incentivo è limitato all'energia prodotta dai primi 10 MW.

Romania

Nel mese di agosto 2009 l'Autorità regolatoria e il Ministero dell'Economia e Commercio hanno avviato un processo per emendare la legge n. 220/2008 per la promozione dell'energia rinnovabile, al fine, tra l'altro, di implementare la nuova direttiva comunitaria sulla promozione di energia rinnovabile 2009/28/EC. Enel, tramite ACUE (l'Associazione Nazionale delle *utility*), è coinvolta nelle fasi di consultazione. La definitiva approvazione della nuova normativa è attesa per la primavera del 2010.

Produzione e domanda di energia elettrica e gas in Italia

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi		
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni
Produzione lorda:							
59.880	66.132	(6.252)	-9,5%	- termoelettrica	164.494	197.593	(33.099) -16,8%
13.324	14.087	(763)	-5,4%	- idroelettrica	42.409	36.208	6.201 17,1%
2.826	2.303	523	22,7%	- geotermoelettrica e da altre fonti	8.717	7.931	786 9,9%
76.030	82.522	(6.492)	-7,9%	Totale produzione lorda	215.620	241.732	(26.112) -10,8%
(2.770)	(3.080)	310	10,1%	Consumi servizi ausiliari	(8.179)	(9.060)	881 9,7%
73.260	79.442	(6.182)	-7,8%	Produzione netta	207.441	232.672	(25.231) -10,8%
10.574	9.069	1.505	16,6%	Importazioni nette	34.479	29.842	4.637 15,5%
83.834	88.511	(4.677)	-5,3%	Energia immessa in rete	241.920	262.514	(20.594) -7,8%
(1.224)	(1.875)	651	34,7%	Consumi per pompaggi	(4.171)	(5.627)	1.456 25,9%
82.610	86.636	(4.026)	-4,6%	Energia richiesta sulla rete	237.749	256.887	(19.138) -7,4%

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile – consultivo settembre 2009). I volumi del 2008 sono allineati ai dati definitivi sulla domanda di energia elettrica in Italia pubblicati da Terna il 16 luglio 2009.

- > *L'energia richiesta* in Italia risulta in diminuzione nei primi nove mesi del 2009 del 7,4% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2008, attestandosi a 237,7 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'85,5% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (88,5% nei primi nove mesi del 2008) e per il restante 14,5% dalle importazioni nette (11,5% nei primi nove mesi del 2008).
- > Le *importazioni nette* dei primi nove mesi del 2009 registrano un incremento di 4,6 TWh (+1,5 TWh nel terzo trimestre 2009), in virtù dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica negli altri mercati europei rispetto al mercato nazionale nei due periodi di riferimento.
- > La *produzione lorda* nei primi nove mesi del 2009 è in calo del 10,8% (-26,1 TWh), sostanzialmente da riferire a una marcata riduzione della produzione termoelettrica (-33,1 TWh) parzialmente compensata dalla crescita della fonte idroelettrica (+6,2 TWh), quest'ultima dovuta a favorevoli condizioni di idraulicità nel primo semestre 2009 che hanno più che compensato la riduzione registrata nel terzo trimestre 2009.

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

3° trimestre				Miliardi di m ³	Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
1,7	1,9	(0,2)	-10,5%	Residenziale e commerciale	19,5	19,2	0,3	1,6%
4,0	4,2	(0,2)	-4,8%	Industriale	12,4	14,5	(2,1)	-14,5%
7,8	8,9	(1,1)	-12,4%	Termoelettrico	20,7	25,9	(5,2)	-20,1%
0,6	0,5	0,1	20,0%	Altro ⁽¹⁾	1,6	1,7	(0,1)	-5,9%
14,1	15,5	(1,4)	-9,0%	Totale	54,2	61,3	(7,1)	-11,6%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nei primi nove mesi del 2009 registra una forte riduzione, pari a 7,1 miliardi di metri cubi, imputabile prevalentemente al rallentamento dell'economia nazionale a seguito della crisi finanziaria con conseguente riduzione dei consumi per la generazione termoelettrica e per la produzione industriale. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dai maggiori consumi a uso residenziale e commerciale, sostanzialmente riferibili alle più rigide condizioni climatiche verificatesi nel primo trimestre 2009.

Flussi di energia elettrica e gas di Enel

FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS DI ENEL IN ITALIA

3° trimestre					Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
Energia elettrica (TWh)								
21,4	26,7	(5,3)	-19,9%	Energia netta prodotta da Enel in Italia	63,7	73,1	(9,4)	-12,9%
62,8	66,3	(3,5)	-5,3%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel in Italia ⁽¹⁾	180,9	195,0	(14,1)	-7,2%
33,5	35,1	(1,6)	-4,6%	Energia venduta da Enel in Italia ⁽¹⁾	97,8	104,0	(6,2)	-6,0%
Gas naturale (miliardi di m³)								
0,6	0,7	(0,1)	-14,3%	Gas venduto ai clienti finali	3,5	4,0	(0,5)	-12,5%
0,3	0,3	-	-	Gas vettoriato	2,4	2,4	-	-

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

- > La *produzione netta* di Enel in Italia si riduce del 12,9% nei primi nove mesi del 2009 risentendo della flessione registrata nella produzione netta del Paese; la minor produzione è riferibile alla produzione termoelettrica (-12,9 TWh) e alla fonte geotermoelettrica (-0,2 TWh), parzialmente compensata dall'incremento della produzione da fonte idroelettrica (+3,8 TWh). La diminuzione nel terzo trimestre 2009 è del 19,9% ed è sostanzialmente da riferire alla minore produzione da fonte termoelettrica (-4,9 TWh) e da fonte idroelettrica (-0,4 TWh);
- > L'*energia trasportata* nei primi nove mesi del 2009 è pari a 180,9 TWh, con un decremento del 7,2% che riflette l'andamento della richiesta sulla rete nazionale; simile andamento si registra nel terzo trimestre 2009, con una riduzione delle quantità trasportate pari a 3,5 TWh (-5,3%);
- > L'*energia venduta* in Italia da Enel nel periodo chiuso al 30 settembre 2009 è pari a 97,8 TWh, in diminuzione di 6,2 TWh rispetto allo stesso periodo del 2008.

- Tale andamento risulta in linea con il calo dei consumi rilevato a livello nazionale. Nel terzo trimestre 2009 le quantità vendute da Enel in Italia risultano in calo del 4,6%, cui corrisponde una riduzione di 1,6 TWh;
- > il *gas venduto* nei primi nove mesi del 2009 è in calo di 0,5 miliardi di metri cubi, mentre le quantità vendute nel terzo trimestre 2009 decrementano di 0,1 miliardi di metri cubi: tali andamenti sono da ricollegare al calo della domanda di gas naturale nei periodi in analisi;
 - > il *gas vettoriato* nei primi nove mesi e nel terzo trimestre del 2009 è in linea con quello dei corrispondenti periodi dell'anno precedente.

FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA E DI GAS DI ENEL ALL'ESTERO

3° trimestre				Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni		2009	2008	Variazioni	
Energia elettrica (TWh)							
52,0	43,8	8,2	18,7%	132,1	113,9	18,2	16,0%
46,4	34,3	12,1	35,3%	108,2	101,6	6,6	6,5%
47,7	33,6	14,1	42,0%	113,0	100,5	12,5	12,4%
Gas naturale (miliardi di m³)							
1,1	0,6	0,5	83,3%	2,3	1,8	0,5	27,8%
-	0,1	(0,1)	-100,0%	0,2	0,3	(0,1)	-33,3%

(1) Escluse le cessioni ai rivenditori.

- > La *produzione netta* di Enel all'estero nei primi nove mesi del 2009 è pari a 132,1 TWh, con un incremento di 18,2 TWh (sostanzialmente riferibile agli aumenti della produzione da fonte termoelettrica per 13,5 TWh, da fonte idroelettrica per 5,6 TWh e da fonte eolica per 0,5 TWh, parzialmente compensati dalla riduzione della generazione da fonte nucleare per 1,5 TWh). Tale andamento è sostanzialmente riconducibile alla variazione del periodo di consolidamento relativa a Enel OGK-5 per 14,3 TWh, oltre che al cambio di metodo di consolidamento di Endesa per 12,8 TWh, fenomeni parzialmente compensati dall'effetto del deconsolidamento di Enel Viesgo Generación (-1,3 TWh) e dal decremento della produzione a parità di perimetro di consolidamento;
- > l'*energia trasportata* nei primi nove mesi del 2009 è pari a 108,2 TWh, con un incremento di 6,6 TWh che riflette la variazione del metodo di consolidamento di Endesa, il cui effetto è parzialmente compensato dalla riduzione dell'energia richiesta nei mercati iberico e rumeno;
- > l'*energia venduta* all'estero da Enel nei primi nove mesi 2009 aumenta di 12,5 TWh per effetto del cambio di metodo di consolidamento di Endesa (+13,1 TWh) e delle maggiori vendite della Divisione Internazionale (+4,9 TWh); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori vendite della Divisione Iberia e America Latina, conseguenti al calo della domanda di energia elettrica nei mercati di destinazione e alla variazione di perimetro di consolidamento derivante dalla cessione, avvenuta a fine giugno 2008, di Electra de Viesgo Distribución e Viesgo Energía (-2,4 TWh).

Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento dei primi nove mesi del 2009, rispetto allo stesso periodo del 2008, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell'85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 25 aprile 2008, del 50% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) e contestuale sottoscrizione di un aumento di capitale deliberato dall'Assemblea della società stessa. A seguito di tale operazione la partecipazione definitiva di Enel si attesta al 64,4%. A decorrere dalla conclusione dei processi organizzativi relativi alla modifica della *governance* della società necessari alla piena definizione del suo controllo, avvenuta in data 4 giugno 2008, la società è consolidata con il metodo integrale tenendo conto della quota partecipativa oggetto della *put option* concessa a Electrica in sede di definizione dell'acquisizione, pari al 23,6%;
- > acquisizione, in data 19 maggio 2008, del 100% del capitale delle società International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional, operanti in Grecia nella generazione di energia da fonti rinnovabili;
- > conclusione, in data 28 maggio 2008, del processo organizzativo di *governance* della società Enel OGK-5 che ha determinato, a partire da tale data, l'assunzione da parte di Enel del suo pieno controllo. Enel, attraverso la controllata Enel Investment Holding, aveva acquisito in più *tranche* il 59,80% del capitale sociale della società russa (di cui il 22,65% attraverso l'OPA conclusasi in data 6 marzo 2008), per poi cedere a terzi in data 25 giugno 2008 una quota di minoranza pari al 4,1%. A partire dal 28 maggio 2008 la società è consolidata con il metodo integrale;
- > cessione, in data 26 giugno 2008, del perimetro di attività individuato dagli accordi siglati tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e tra Enel, Acciona ed E.ON il 2 aprile 2007 e il 18 marzo 2008, costituito da:
 - le attività e le passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna (di seguito denominate "Endesa Europa");
 - le attività e le passività inerenti alle partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución e alle partecipazioni detenute dalle stesse;
- > acquisizione, in data 30 giugno 2008, dell'80% di Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato in Belgio; la società è consolidata tenendo conto della *put option* sul 20% del capitale concessa a Duferco in sede di definizione dell'acquisizione;
- > cessione, in data 25 luglio 2008, del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel (HDE), società costituita da Enel Produzione in data 12 maggio 2008 per lo sviluppo congiunto con soci terzi del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. Tenuto conto dell'assetto di *governance* previsto dall'Accordo, Enel esercita un'influenza dominante su HDE fino all'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2010 e quindi, fino a tale momento, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 9 gennaio 2009, del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland), operante in Irlanda nel settore della generazione di energia elettrica; essendo controllata da Endesa, la società è consolidata con il metodo proporzionale fino al 25 giugno 2009 e, successivamente a tale data, con il metodo integrale;

- > cessione, in data 1° aprile 2009, dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;
- > acquisizione, tra il 22 aprile 2009 e il 23 giugno 2009, del 100% del capitale di tre società greche (International Wind Parks of Rhodes, Glafkos Hydroelectric Station e International Wind Parks of Achaia), società operanti nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- > acquisizione, in data 25 giugno 2009, da parte di Enel, tramite la sua controllata Enel Energy Europe, del 25,01% del capitale sociale di Endesa detenuto, direttamente e indirettamente da Acciona. A seguito di tale operazione, Enel detiene nel capitale di Endesa una partecipazione pari al 92,06% e ha il pieno controllo della società spagnola. Conseguentemente, a partire da tale data il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel passa da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale;
- > cessione, in data 23 settembre 2009, del 51% del capitale di SeverEnergia, società russa posseduta sino a tale data al 100% da Artic Russia su cui Enel ed Eni esercitano un controllo congiunto rispettivamente al 40% e al 60%. Per effetto di tale cessione Enel possiede indirettamente il 19,6% di SeverEnergia e perde il controllo congiunto della società russa. Conseguentemente, SeverEnergia viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo proporzionale;
- > cessione, in data 30 settembre 2009, da parte di Enel Distribuzione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas. A seguito di tale operazione la partecipazione di Enel in Enel Rete Gas passa dal 99,88% al 19,8% con la conseguente perdita del controllo. Pertanto, la società di distribuzione del gas in Italia viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo integrale.

Ai fini della rappresentazione contabile delle pattuizioni contenute nell'accordo del 26 marzo 2007 tra Enel e Acciona e a seguito del raggiungimento del controllo congiunto di Endesa, nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 erano classificate come "Attività destinate alla vendita" e "Passività destinate alla vendita" le attività e le passività riferibili alle energie rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona.

In data 25 giugno 2009 e successivamente nel mese di luglio 2009 Endesa ha ceduto ad Acciona talune delle attività sopra citate per un corrispettivo di 2.706 milioni di euro, modificando parzialmente il perimetro rispetto a quello definito nel contratto del 26 marzo 2007.

I dati patrimoniali includono pertanto, al 30 settembre 2009, nelle "Attività destinate alla vendita" e nelle "Passività destinate alla vendita" le attività e le passività riferite alle energie rinnovabili di Endesa che, pur essendo incluse nel perimetro ultimo di cessione, alla data del 30 settembre 2009 non risultano ancora trasferite a Acciona in attesa del completamento dei necessari *iter* autorizzativi. Le stesse includono, inoltre, talune altre attività detenute da Endesa che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività e le passività destinate a essere cedute.

Nei dati economici relativi al periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2009 sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale, sino alla data del suo deconsolidamento, nonché gli effetti derivanti dalla cessione della stessa società, avvenuta in data 30

settembre 2009. Con riferimento a tali effetti, si evidenzia che è stato rilevato nel "Risultato delle *discontinued operations*", oltre all'adeguamento del valore delle attività per un ammontare pari a 136 milioni di euro, effettuato già nel corso dei primi trimestri del 2009 quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione, anche il risultato negativo derivante dalla cessione stessa pari a 68 milioni di euro.

I risultati delle *discontinued operations* presentati ai fini comparativi includono, oltre ai dati riferiti alle attività di distribuzione del gas in Italia per il periodo di riferimento, i risultati relativi alle attività di Endesa Europa sino alla data della loro cessione a E.ON, avvenuta in data 26 giugno 2008, in quanto tali attività nette erano state acquisite al solo fine della loro rivendita.

Si segnala inoltre che, rispetto a quanto presentato nel Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2008, i risultati economici e di *cash flow* sono stati rettificati ai soli fini comparativi per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento al 31 dicembre 2008 della *Purchase Price Allocation* relativa all'acquisizione del 67,05% di Endesa.

Nella tabella seguente si evidenzia il Conto economico consolidato al 30 settembre 2008 che sarebbe stato presentato qualora la determinazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte fosse stata completata entro la data di approvazione del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2008 e con effetto dalla data di acquisizione.

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Milioni di euro	Primi nove mesi 2008	Rettifiche	Risultati economici con <i>fair value</i> definitivi ⁽²⁾ primi nove mesi 2008
Risultato operativo	8.184	(334) ⁽¹⁾	7.850
Risultato prima delle imposte	5.956	(334)	5.622
Imposte	582	(103)	479
Risultato delle <i>continuing operations</i>	5.374	(231)	5.143
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	226	-	226
Risultato netto del Gruppo e dei terzi	5.600	(231)	5.369
Risultato netto dei terzi	618	(63)	555
Risultato netto del Gruppo	4.982	(168)	4.814

(1) Riferibile ai diversi ammortamenti conseguenti alla rettifica sulle attività materiali e immateriali di Endesa.

(2) Esclude l'effetto della classificazione come *discontinued operations* dei risultati economici delle attività inerenti alla rete di distribuzione del gas in Italia.

Relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa, perfezionata il 25 giugno 2009, si evidenzia che la rilevazione provvisoria della differenza tra il costo della partecipazione e il valore delle attività acquisite e delle passività assunte è stata effettuata sulla base dei valori di tali attività e passività di Endesa così come definiti in sede di allocazione definitiva del costo relativo all'acquisto del 67,05% del capitale della società spagnola. Se l'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa fosse avvenuta il 1° gennaio 2009, si stima che i ricavi e il risultato netto di pertinenza del Gruppo per i primi nove mesi del 2009 sarebbero stati pari rispettivamente a 49.199 milioni di euro e a 4.955 milioni di euro.

La presentazione dei risultati tiene conto dell'assetto organizzativo del Gruppo varato nel mese di settembre 2008 che ha previsto la costituzione della Divisione "Energie Rinnovabili" accanto alle Divisioni operative definite con la precedente struttura organizzativa, varata nel mese di dicembre 2007 e operativa a partire dal 1° gennaio 2008. Tale ultima struttura è stata presa a riferimento dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo nei due periodi in esame.

Nel presente Resoconto i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l'attuale struttura e ai fini della comparabilità delle informazioni i valori relativi ai primi nove mesi del 2008 sono stati riattribuiti alla Divisione Energie Rinnovabili, i cui dati sono stati derivati:

- > dalla Divisione Generazione ed Energy Management per gli impianti idroelettrici non programmabili, gli impianti geotermici, eolici e solari;
- > dalla Divisione Iberia e America Latina per i dati relativi alle società Enel Latin America, Inelec, Americas Generation Corporation ed Enel Unión Fenosa Renovables;
- > dalla Divisione Internazionale per i valori relativi alle società International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4), Blue Line, Enel North America ed Enel Ereliis;
- > dalla Divisione Mercato per la società Enel.si.

36 Risultati per area di attività del terzo trimestre 2009 e 2008

TERZO TRIMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.690	3.033	43	435	7.239	1.355	347	68	28	(8)	17.230
Ricavi intersettoriali	103	1.313	155	1.163	-	43	49	90	242	(3.158)	-
Totale ricavi	4.793	4.346	198	1.598	7.239	1.398	396	158	270	(3.166)	17.230
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(223)	174	-	-	850	36	30	4	-	-	871
Margine operativo lordo	108	805	-	817	2.102	396	264	2	53	-	4.547
Ammortamenti e perdite di valore	49	176	1	210	649	137	56	2	23	-	1.303
Risultato operativo	59	629	(1)	607	1.453	259	208	-	30	-	3.244
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(788)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	840
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.616
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(69)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.547

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

TERZO TRIMESTRE 2008 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	5.444	4.420	59	459	3.948	1.185	416	101	16	(58)	15.990
Ricavi intersettoriali	47	1.787	179	1.117	8	48	37	71	274	(3.568)	-
Totale ricavi	5.491	6.207	238	1.576	3.956	1.233	453	172	290	(3.626)	15.990
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	228	(92)	-	-	33	23	(35)	(7)	-	-	150
Margine operativo lordo	35	1.196	2	876	1.335	187	263	(15)	30	(3)	3.906
Ammortamenti e perdite di valore	59	205	1	215	405	124	49	14	23	-	1.095
Risultato operativo	(24)	991	1	661	930	63	214	(29)	7	(3)	2.811
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(803)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(259)
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.267
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.249

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

38 Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2009 e del 2008

PRIMI NOVE MESI DEL 2009 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	15.175	9.060	148	1.552	14.385	3.911	1.141	259	85	(29)	45.687
Ricavi intersettoriali	231	4.580	507	3.517	3	136	118	255	694	(10.041)	-
Totale ricavi	15.406	13.640	655	5.069	14.388	4.047	1.259	514	779	(10.070)	45.687
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(601)	601	-	-	328	49	76	5	-	-	458
Margine operativo lordo	268	2.682	13	2.833	4.518	1.094	884	56	142	(4)	12.486
Ammortamenti e perdite di valore	218	520	2	630	1.603	443	169	6	72	-	3.663
Risultato operativo	50	2.162	11	2.203	2.915	651	715	50	70	(4)	8.823
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(976)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.173
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.674
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.521
Attività operative	7.911	14.546	258	16.973	79.699 ⁽²⁾	12.032	6.157	1.600	1.350	(4.836)	135.690
Passività operative	5.135	3.727	296	5.451	14.550 ⁽³⁾	4.763	651	1.807	1.454	(4.926)	32.908
Investimenti	43	503	1	762	1.515	671	564	1	49	-	4.109

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Di cui 478 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

PRIMI NOVE MESI DEL 2008 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	16.430	10.775	85	1.290	12.123	3.029	1.193	288	122	(21)	45.314
Ricavi intersettoriali	126	5.757	693	3.432	13	169	112	221	721	(11.244)	-
Totale ricavi	16.556	16.532	778	4.722	12.136	3.198	1.305	509	843	(11.265)	45.314
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	395	(116)	-	-	50	(31)	(65)	(7)	-	-	226
Margine operativo lordo	330	2.829	7	2.802	3.667	734	784	(36)	111	-	11.228
Ammortamenti e perdite di valore	200	592	2	637	1.405	334	137	17	66	-	3.390
Risultato operativo	130	2.237	5	2.165	2.262	400	647	(53)	45	-	7.838
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.206)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	481
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.151
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	217
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.368
Attività operative ⁽²⁾	8.105	15.357	217	19.773 ⁽³⁾	53.201 ⁽⁵⁾	12.562	5.593	1.233	1.883	(5.714)	112.210
Passività operative ⁽²⁾	6.127	4.468	474	6.023 ⁽⁴⁾	9.255 ⁽⁶⁾	5.098	691	1.351	1.658	(5.150)	29.995
Investimenti	27	606	-	958	1.454	396	562	6	47	-	4.056

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) Al 31 dicembre 2008.

(3) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 2.368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(6) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 30.09.2009	al 31.12.2008
Totale attività	160.199	133.207
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	15.770	13.251
Attività di natura fiscale	8.739	7.746
Attività di settore	135.690	112.210
- di cui:		
Mercato	7.911	8.105
Generazione ed Energy Management	14.546	15.357
Ingegneria e Innovazione	258	217
Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	16.973	19.773
Iberia e America Latina ⁽²⁾	79.699	53.201
Internazionale	12.032	12.562
Energie Rinnovabili	6.157	5.593
Capogruppo	1.600	1.233
Servizi e Altre attività	1.350	1.883
Elisioni e rettifiche	(4.836)	(5.714)
Totale passività	118.029	106.912
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	71.669	66.079
Passività di natura fiscale	13.452	10.838
Passività di settore	32.908	29.995
- di cui:		
Mercato	5.135	6.127
Generazione ed Energy Management	3.727	4.468
Ingegneria e Innovazione	296	474
Infrastrutture e Reti ⁽³⁾	5.451	6.023
Iberia e America Latina ⁽⁴⁾	14.550	9.255
Internazionale	4.763	5.098
Energie Rinnovabili	651	691
Capogruppo	1.807	1.351
Servizi e Altre attività	1.454	1.658
Elisioni e rettifiche	(4.926)	(5.150)

(1) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" al 31 dicembre 2008.

(2) Di cui 478 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(3) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" al 31 dicembre 2008.

(4) Di cui 40 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Mercato

Alla Divisione Mercato sono demandate le attività commerciali con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. Tali attività sono esplesate da:

- > Enel Servizio Elettrico e Vallenergie (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la vendita di energia elettrica sul mercato di maggior tutela;
- > Enel Energia per la vendita di energia elettrica sul mercato libero e sul mercato di salvaguardia e per la vendita di gas naturale alla clientela finale.

Dati operativi

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre			Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
7.218	7.628	(410)	-5,4%	Clienti <i>mass market</i>	20.659	20.229	430	2,1%
5.961	6.003	(42)	-0,7%	Clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	17.504	18.137	(633)	-3,5%
1.375	1.876	(501)	-26,7%	Clienti in regime di salvaguardia ⁽²⁾	4.198	2.900	1.298	44,8%
14.554	15.507	(953)	-6,1%	Totale mercato libero	42.361	41.266	1.095	2,7%
19.005	19.616	(611)	-3,1%	Clienti in regime di maggior tutela	55.478	57.768	(2.290)	-4,0%
-	-	-	-	Clienti in regime di salvaguardia ⁽²⁾	-	4.996	(4.996)	-100,0%
19.005	19.616	(611)	-3,1%	Totale mercato regolato	55.478	62.764	(7.286)	-11,6%
33.559	35.123	(1.564)	-4,5%	TOTALE	97.839	104.030	(6.191)	-6,0%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).

(2) Le vendite sul mercato di salvaguardia a partire dal 1° maggio 2008 vengono effettuate in regime d'asta dall'operatore del mercato libero.

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2009 è pari a 97,8 TWh (33,6 TWh nel terzo trimestre 2009), in diminuzione di 6,2 TWh (1,6 TWh nel terzo trimestre 2009) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto del rallentamento della congiuntura economica nazionale che ha impattato sui consumi a uso industriale. In particolare, mentre le vendite sul mercato libero sono aumentate di 1,1 TWh sostanzialmente per effetto del diverso periodo di esercizio del mercato di salvaguardia, le vendite sul mercato regolato, oltre all'effetto del mercato di salvaguardia, evidenziano un decremento complessivo pari a 7,3 TWh sostanzialmente correlato alla minore domanda da parte dei consumatori del mercato di maggior tutela.

VENDITE DI GAS NATURALE

3° trimestre			Milioni di m ³		Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
180	202	(22)	-10,9%	Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	2.140	2.045	95	4,6%
350	464	(114)	-24,6%	Clienti <i>business</i>	1.330	1.906	(576)	-30,2%
530	666	(136)	-20,4%	Totale	3.470	3.951	(481)	-12,2%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2009 è pari a 3.470 milioni di metri cubi (530 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2009), in diminuzione di 481 milioni di metri cubi (136 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2009) rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio. Tale decremento è attribuibile essenzialmente

alla riduzione dei volumi di vendita alla clientela *business* (riferibile sostanzialmente alla minore domanda da parte dei consumatori industriali), solo parzialmente compensato dall'incremento delle vendite ai clienti *mass market*.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
4.793	5.491	(698)	Ricavi	15.406	16.556	(1.150)
(223)	228	(451)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(601)	395	(996)
108	35	73	Margine operativo lordo	268	330	(62)
59	(24)	83	Risultato operativo	50	130	(80)
			Attività operative	7.911	8.105 ⁽¹⁾	(194)
			Passività operative	5.135	6.127 ⁽¹⁾	(992)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	4.006	4.170 ⁽¹⁾	(164)
			Investimenti	43	27	16

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del terzo trimestre

I *ricavi* del terzo trimestre 2009 ammontano a 4.793 milioni di euro, in diminuzione di 698 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2008 (-12,7%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sui mercati regolati dell'energia elettrica per 543 milioni di euro, in massima parte correlati al decremento di 0,6 TWh della quantità di energia elettrica venduta sul mercato di maggior tutela;
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 82 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla diminuzione dei volumi venduti (-20,4%);
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 73 milioni di euro, da riferire sostanzialmente al decremento dei quantitativi venduti (-1,0 TWh).

Il *marginale operativo lordo* del terzo trimestre 2009 si attesta a 108 milioni di euro, in aumento di 73 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008. Tale incremento è imputabile:

- > all'incremento del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati per 52 milioni di euro, prevalentemente riferibile all'incremento del margine di vendita per 37 milioni di euro e all'effetto netto positivo di partite pregresse relative alla vendita di energia elettrica rilevate nei due periodi in esame, per 5 milioni di euro;
- > all'incremento del margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 16 milioni di euro, pur in presenza di minori quantitativi venduti;
- > all'incremento del margine energia elettrica del mercato libero per 10 milioni di euro;
- > a maggiori altri costi operativi per 5 milioni di euro, connessi essenzialmente all'incremento dei costi commerciali relativi alla gestione della clientela.

Il *risultato operativo* del terzo trimestre 2009, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 10 milioni di euro, è pari a 59 milioni di euro, in aumento di 83 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008.

Risultati economici dei primi nove mesi

I ricavi dei primi nove mesi del 2009 ammontano a 15.406 milioni di euro, in diminuzione di 1.150 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2008 (-6,9%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sui mercati regolati dell'energia elettrica per 1.617 milioni di euro, in massima parte correlati al decremento per 7,3 TWh della quantità di energia elettrica venduta ai clienti in regime di salvaguardia serviti nei primi quattro mesi del 2008 (5,0 TWh), cui si aggiunge la riduzione delle vendite sul mercato di maggior tutela per 2,3 TWh. A tale effetto si aggiunge la riduzione dei ricavi medi a copertura dei costi di generazione, in linea con il decremento del prezzo di acquisto dell'energia;
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 63 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla diminuzione dei volumi venduti alla clientela *business*;
- > maggiori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 530 milioni di euro, sostanzialmente riferibili all'incremento dei quantitativi venduti (+1,3 TWh sul mercato di salvaguardia, parzialmente compensato dalla riduzione sul mercato libero per 0,2 TWh).

Il *marginale operativo lordo* dei primi nove mesi del 2009 si attesta a 268 milioni di euro, in diminuzione di 62 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008.

Tale decremento è imputabile:

- > alla riduzione del margine energia elettrica del mercato libero per 39 milioni di euro che, nonostante l'incremento delle quantità vendute, risente negativamente dei risultati della gestione del rischio *commodity*;
- > alla riduzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati per 8 milioni di euro, prevalentemente riferibile all'effetto netto negativo di partite pregresse rilevate nei due periodi in esame relative alla vendita di energia elettrica per 10 milioni di euro e al decremento del margine di vendita per 9 milioni di euro connesso alle minori quantità vendute; tali effetti sono parzialmente compensati da un efficientamento della struttura operativa per 11 milioni di euro;
- > a maggiori altri costi operativi per 15 milioni di euro, connessi essenzialmente all'incremento dei costi commerciali relativi alla gestione della clientela.

Il *risultato operativo* dei primi nove mesi del 2009, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 218 milioni di euro (200 milioni di euro nell'analogo periodo del 2008), è pari a 50 milioni di euro, in diminuzione di 80 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2008. L'incremento degli ammortamenti e delle perdite di valore è prevalentemente riferibile alle maggiori svalutazioni rilevate sui crediti commerciali.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 43 milioni di euro, in aumento di 16 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2008, e si riferiscono prevalentemente a investimenti in immobilizzazioni immateriali.

Generazione ed Energy Management

La Divisione Generazione ed Energy Management opera nei settori dell'energia elettrica e dei prodotti energetici. Le principali attività espletate dalla Divisione risultano così articolate:

- > produzione e vendita di energia elettrica:
 - generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione e Hydro Dolomiti Enel (quest'ultima limitatamente alla Provincia di Trento);
 - *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Hungary ed Enel Trade Romania;
- > approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite Enel Trade:
 - approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
 - vendita di gas naturale a clienti "distributori";
- > sviluppo di progetti di stoccaggio di gas naturale, tramite Enel Stoccaggi, e di impianti di rigassificazione, tramite Nuove Energie.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
13.051	17.922	(4.871)	-27,2%	Termoelettrica	36.015	48.918	(12.903)	-26,4%
5.567	6.081	(514)	-8,5%	Idroelettrica	18.570	15.957	2.613	16,4%
18.618	24.003	(5.385)	-22,4%	Totale produzione netta	54.585	64.875	(10.290)	-15,9%

Nei primi nove mesi del 2009 la produzione netta di energia elettrica perviene a 54.585 milioni di kWh evidenziando un decremento del 15,9% rispetto al medesimo periodo del 2008; analogo *trend* si registra nel terzo trimestre 2009 con una produzione netta pari a 18.618 milioni di kWh, in calo del 22,4% rispetto al terzo trimestre 2008. In particolare, nei primi nove mesi del 2009 la crescita della produzione idroelettrica (+2.613 milioni di kWh), favorita dalle migliori condizioni di idraulicità del primo semestre 2009, è più che compensata dalla riduzione nella produzione termoelettrica (-12.903 milioni di kWh) che ha risentito soprattutto del minor funzionamento richiesto agli impianti, specialmente a quelli a ciclo combinato.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

3° trimestre					Milioni di kWh	Primi nove mesi						
2009		2008		Variazioni			2009		2008		Variazioni	
363	2,6%	468	2,5%	(105)	-22,4%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.430	3,7%	1.736	3,3%	(306)	-17,6%
379	2,7%	785	4,1%	(406)	-51,7%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	1.508	3,9%	2.337	4,5%	(829)	-35,5%
742	5,3%	1.253	6,6%	(511)	-40,8%	Totale olio combustibile	2.938	7,6%	4.073	7,8%	(1.135)	-27,9%
5.966	42,8%	9.727	51,1%	(3.761)	-38,7%	Gas naturale	14.165	36,7%	24.614	47,3%	(10.449)	-42,5%
7.076	50,7%	7.926	41,7%	(850)	-10,7%	Carbone	21.116	54,7%	23.061	44,3%	(1.945)	-8,4%
162	1,2%	123	0,6%	39	31,7%	Altri combustibili	400	1,0%	284	0,6%	116	40,8%
13.946	100,0%	19.029	100,0%	(5.083)	-26,7%	TOTALE	38.619	100,0%	52.032	100,0%	(13.413)	-25,8%

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2009 è diminuita rispetto a quella dell'analogo periodo del 2008 del 25,8%. La diminuzione, che ha riguardato tutte le principali tipologie di combustibili e le tecnologie impiantistiche, consegue alla significativa riduzione della domanda di energia elettrica derivante dal rallentamento dell'economia nazionale, in combinazione con diversi fattori, quali l'incremento della produzione idroelettrica (favorita dalla maggiore idraulicità), l'aumento della quota di energia importata, nonché la crisi nell'approvvigionamento del gas naturale nel mese di gennaio 2009.

La riduzione più significativa è stata registrata dalla produzione da gas naturale (-42,5% nei primi nove mesi del 2009) ed è dovuta principalmente al minor funzionamento degli impianti a ciclo combinato, a eccezione di quelli situati in Sicilia. La diminuzione della produzione da carbone (-8,4% nei primi nove mesi del 2009) è da riferirsi al minor funzionamento richiesto agli impianti di piccola taglia a seguito della contrazione della domanda, nonché al funzionamento a potenza media più bassa degli impianti di taglia maggiore, interessati anche da una maggiore indisponibilità per eventi accidentali. La minor produzione degli impianti di taglia maggiore è stata solo in parte recuperata dalla messa in servizio delle sezioni 3 e 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord.

Infine, è diminuita anche la produzione da olio combustibile, nonostante fosse stata favorita nella prima parte dell'anno dall'emergenza gas e da uno scenario dei prezzi dei combustibili che rendeva competitivo l'utilizzo di questa materia prima.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
4.346	6.207	(1.861)	Ricavi	13.640	16.532	(2.892)
174	(92)	266	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	601	(116)	717
805	1.196	(391)	Margine operativo lordo	2.682	2.829	(147)
629	991	(362)	Risultato operativo	2.162	2.237	(75)
			Attività operative	14.546	15.357 ⁽¹⁾	(811)
			Passività operative	3.727	4.468 ⁽¹⁾	(741)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	6.678	6.829 ⁽¹⁾	(151)
			Investimenti	503	606	(103)

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del terzo trimestre

I ricavi del terzo trimestre 2009 ammontano a 4.346 milioni di euro, in diminuzione di 1.861 milioni di euro (-30,0%) rispetto all'analogo periodo del 2008 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 1.269 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute sui mercati dell'energia e dei servizi (-5,1 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi da vendita di energia elettrica per 293 milioni di euro, riconducibili per 385 milioni di euro ai minori volumi venduti (-0,7 TWh) alla Divisione Mercato e destinati al mercato libero, parzialmente compensati dai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+92 milioni di euro);
- > minori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 83 milioni di euro, attribuibili alla riduzione dei ricavi da vendita di gas naturale per 101 milioni di

- euro, parzialmente compensata dall'incremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 18 milioni di euro;
- > rilevazione nel terzo trimestre del 2008 della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel per 323 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati da:
 - > maggiori ricavi per 140 milioni di euro per la crescita dell'attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica (+3,3 TWh);
 - > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi per 45 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* si attesta a 805 milioni di euro, in diminuzione di 391 milioni di euro (-32,7%) rispetto ai 1.196 milioni di euro registrati nel terzo trimestre 2008. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile all'effetto della plusvalenza derivante dalla cessione nel 2008 di Hydro Dolomiti Enel e della variazione della valutazione al *fair value* dei derivati relativi alla gestione del rischio *commodity* (negativa per 50 milioni di euro), cui si aggiunge una flessione del margine di generazione e del margine di *trading* di gas naturale.

Il *risultato operativo* si attesta a 629 milioni di euro, in diminuzione di 362 milioni di euro (-36,5%) rispetto al terzo trimestre 2008. Tale andamento è da attribuire prevalentemente alla diminuzione del margine operativo lordo, parzialmente compensata da minori ammortamenti e perdite di valore per 29 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

- I *ricavi* dei primi nove mesi del 2009 ammontano a 13.640 milioni di euro, in diminuzione di 2.892 milioni di euro (-17,5%) rispetto all'analogo periodo del 2008 in conseguenza dei seguenti principali fattori:
- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 2.476 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute sui mercati dell'energia e dei servizi (-9,2 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
 - > minori ricavi da vendite di energia elettrica per 702 milioni di euro, riconducibili per 1.011 milioni di euro alle minori vendite destinate al mercato libero della Divisione Mercato (-1,5 TWh), parzialmente compensati dai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+309 milioni di euro);
 - > minori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 249 milioni di euro, attribuibili alla riduzione dei ricavi da vendita di gas naturale per 234 milioni di euro e al decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 15 milioni di euro;
 - > rilevazione nei primi nove mesi del 2008 della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel per 323 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati da:
 - > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Elettrici per 419 milioni di euro;
 - > maggiori ricavi per 403 milioni di euro per la crescita dell'attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica (+6,4 TWh);
 - > rilevazione nei primi nove mesi del 2009 di proventi pari a 78 milioni di euro riferiti all'accordo transattivo con Eni relativo a contributi di allacciamento versati da Enel a Snam SpA nel periodo 1991-1999 e ai conguagli conseguenti alle rettifiche dei documenti di misura della centrale termoelettrica di Montalto di Castro (relativi ad alcuni mesi del 2004, del 2006 e del 2007) e del *city-gate* di Treviso (riferiti al periodo gennaio-settembre 2003).

Il *marginale operativo lordo* dei primi nove mesi del 2009 si attesta a 2.682 milioni di euro, in calo di 147 milioni di euro (-5,2%) rispetto ai 2.829 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2008. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile all'effetto di componenti non ricorrenti (la plusvalenza derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel e l'accordo transattivo con Eni con un effetto netto di -245 milioni di euro) e alla variazione della valutazione al *fair value* dei derivati relativi alla gestione del rischio *commodity* (negativa per 189 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dall'aumento del margine di *trading* di gas naturale.

Il *risultato operativo* si attesta a 2.162 milioni di euro, in diminuzione di 75 milioni di euro (-3,4%) rispetto ai primi nove mesi del 2008, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 72 milioni di euro, da riferirsi prevalentemente al completamento del processo di ammortamento di alcuni impianti nonché all'aumento della vita utile degli impianti di Hydro Dolomiti Enel conseguente al prolungamento della concessione.

Investimenti

Gli *investimenti* dei primi nove mesi del 2009 ammontano a 503 milioni di euro e sono prevalentemente riferibili a impianti di generazione. I principali investimenti dei primi nove mesi del 2009 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 417 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 241 milioni di euro e attività di logistica per la movimentazione del carbone e di rifacimento dei captatori delle polveri presso l'impianto di Brindisi per complessivi 33 milioni di euro), gli interventi di rifacimento e ripotenziamento sugli impianti idroelettrici programmabili per 31 milioni di euro, nonché gli interventi su impianti con fonti energetiche alternative, riferibili al Progetto Archimede, che ammontano a 19 milioni di euro.

Ingegneria e Innovazione

La Divisione Ingegneria e Innovazione ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
198	238	(40)	Ricavi	655	778	(123)
-	2	(2)	Margine operativo lordo	13	7	6
(1)	1	(2)	Risultato operativo	11	5	6
			Attività operative	258	217 ⁽¹⁾	41
			Passività operative	296	474 ⁽¹⁾	(178)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	1.153	1.020 ⁽¹⁾	133
			Investimenti	1	-	1

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del terzo trimestre

I ricavi del terzo trimestre 2009 ammontano a 198 milioni di euro, in calo di 40 milioni di euro (-16,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegarsi essenzialmente a:

- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già EnelViesgo Generación) per 41 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune attività finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole di Escatrón, Puente Nuevo, Las Remolinas e Doiras;
- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 8 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevadalinga Nord;
- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 4 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione di impianti a ciclo combinato a Marcinelle (+13 milioni di euro) e ad attività di adeguamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (+6 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività nei confronti di Enelco (-10 milioni di euro) e di Enel Maritza East 3 (-7 milioni di euro), queste ultime relative all'ammodernamento della centrale a carbone.

Il *margine operativo lordo* del terzo trimestre 2009 risulta pari a zero, con un decremento di 2 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, essenzialmente dovuto a un rallentamento nello stato di avanzamento delle commesse, rilevato nel terzo trimestre 2009.

Il *risultato operativo*, negativo per 1 milione di euro nel terzo trimestre 2009, registra un decremento di 2 milioni di euro, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Risultati economici dei primi nove mesi

I ricavi dei primi nove mesi del 2009 ammontano a 655 milioni di euro, in calo di 123 milioni di euro (-15,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 126 milioni di euro, per effetto del completamento delle attività finalizzate allo sviluppo di alcune centrali termoelettriche spagnole;
- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 34 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 25 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione di impianti a ciclo combinato a Marcinelle (25 milioni di euro) e Nevinnomyskaya (9 milioni di euro), oltre ad attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (15 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività nei confronti di Enel Maritza East 3 (21 milioni di euro) e di Enelco (3 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 13 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009, con un incremento, pari a 6 milioni di euro, che riflette la diversa marginalità delle attività effettuate nei due periodi a confronto.

Il *risultato operativo* ammonta a 11 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009, con un incremento, pari a 6 milioni di euro, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Infrastrutture e Reti

Alla Divisione Infrastrutture e Reti è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica e del gas.

Le attività sono sostanzialmente espletate da:

- > Enel Distribuzione e Deval (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la distribuzione di energia elettrica;
- > Avisio Energia per la distribuzione del gas naturale;
- > Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

I risultati economici inerenti alla rete di distribuzione del gas, riconducibile a Enel Rete Gas in quanto rappresentativi di un significativo ramo di attività nel territorio nazionale, sono stati classificati nei due periodi messi a confronto come *discontinued operations*. In particolare, per i primi nove mesi del 2009 tali risultati sono rilevati fino alla loro cessione, avvenuta in data 30 settembre 2009.

Dati operativi

TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA E DI GAS NATURALE

3° trimestre				Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni		2009	2008	Variazioni	
62.800	66.247	(3.447)	-5,2%	180.884	194.973	(14.089)	-7,2%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾							
Gas vettoriato (milioni di m³)							
176	236	(60)	-25,4%	1.831	1.949	(118)	-6,1%
Per società Gruppo Enel				Per società di terzi			
145	126	19	15,1%	561	464	97	20,9%
321	362	(41)	-11,3%	2.392	2.413	(21)	-0,9%
Totale gas vettoriato ⁽²⁾							

(1) I dati dei primi nove mesi del 2008 e del terzo trimestre 2008 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate a seguito di ulteriori verifiche.

(2) Include il perimetro delle attività classificato come "discontinued operations" (2.377 milioni di metri cubi nei primi nove mesi del 2009, 2.400 milioni di metri cubi nei primi nove mesi del 2008, 319 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2009, 361 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2008).

L'andamento dell'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2009 riflette il *trend* decrescente della richiesta di energia nel Paese, che risente in maniera significativa del rallentamento dell'economia nazionale.

Il gas vettoriato, sostanzialmente invariato nei primi nove mesi del 2009 (-0,9%), registra nel terzo trimestre 2009 una riduzione dell'11,3%. Tale riduzione, associata a quella del secondo trimestre 2009, ha infatti più che compensato la variazione positiva del primo trimestre 2009, caratterizzato da temperature medie più rigide rispetto al primo trimestre 2008.

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
1.598	1.576	22	Ricavi	5.069	4.722	347
817	876	(59)	Margine operativo lordo	2.833	2.802	31
607	661	(54)	Risultato operativo	2.203	2.165	38
			Attività operative ⁽¹⁾	16.973	19.773 ⁽⁴⁾	(2.800)
			Passività operative ⁽²⁾	5.451	6.023 ⁽⁴⁾	(572)
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽³⁾	19.865	21.683 ⁽⁴⁾	(1.818)
			Investimenti	762	958	(196)

(1) Di cui 2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(2) Di cui 324 milioni di euro al 31 dicembre 2008 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 1.289 unità al 31 dicembre 2008 riferite al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del terzo trimestre

I *ricavi* del terzo trimestre 2009 ammontano a 1.598 milioni di euro, in aumento di 22 milioni di euro (+1,4%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2008. Tale aumento è prevalentemente riferibile ai maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 7 milioni di euro, derivanti da prezzi crescenti a fronte di una riduzione dell'energia distribuita ai clienti finali (-3,5 TWh), nonché ai maggiori contributi relativi ai titoli di efficienza elettrica per 18 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 817 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 59 milioni di euro (-6,7%) riconducibile:

- > alla riduzione di partite pregresse positive, sostanzialmente riferibili ai meccanismi di perequazione domestici e perequazione delle differenze tra perdite di rete effettive e perdite *standard*, per 83 milioni di euro;
- > al margine del terzo trimestre 2008, attribuibile alla rete elettrica in alta tensione, per complessivi 34 milioni di euro;
- > alla riduzione di partite pregresse positive relative ad acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico, pari a 17 milioni di euro, a seguito dell'attività di allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (ex delibera AEEG n. 177/07) svolta da Terna ed Enel Distribuzione;
- > a un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 29 milioni di euro;
- > a minori oneri per incentivi all'esodo per 49 milioni di euro, solo parzialmente compensati dall'incremento dei costi della struttura operativa e di altre partite minori per complessivi 3 milioni di euro.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 210 milioni di euro (215 milioni di euro nel terzo trimestre 2008), si attesta a 607 milioni di euro, in calo di 54 milioni di euro (-8,2%) rispetto a quello dell'analogo periodo del 2008.

Risultati economici dei primi nove mesi

I *ricavi* dei primi nove mesi del 2009 ammontano a 5.069 milioni di euro, in aumento di 347 milioni di euro (+7,3%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2008; tale variazione risente della plusvalenza pari a 297 milioni di euro derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione, società alla quale era stata conferita, con efficacia 1° gennaio 2009, la rete di distribuzione di energia elettrica in alta tensione.

A tale effetto si aggiungono:

- > i maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 41 milioni di euro, derivanti dall'incremento dei prezzi medi di trasporto (comprensivi dei meccanismi di perequazione), a seguito degli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio 2008-2011, i cui effetti hanno più che compensato la riduzione delle quantità di energia elettrica distribuita ai clienti finali (-14,1 TWh);
- > i maggiori contributi relativi ai titoli di efficienza elettrica per 27 milioni di euro e i maggiori premi sulla continuità del servizio, pari a 17 milioni di euro;
- > il decremento dei contributi di allacciamento per 46 milioni di euro per effetto delle minori richieste di potenza, essenzialmente relative agli allacci in bassa tensione.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 2.833 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 31 milioni di euro (+1,1%) riconducibile:

- > alla rilevazione della sopra citata plusvalenza derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione per 297 milioni di euro;
- > a un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 74 milioni di euro;
- > alla riduzione di partite pregresse positive relative ad acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico, pari a 103 milioni di euro, a seguito dell'attività di allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (ex delibera AEEG n. 177/07) svolta da Terna ed Enel Distribuzione;
- > al minor margine derivante dalla cessione della rete elettrica in alta tensione, avvenuta in data 1° aprile 2009, per complessivi 71 milioni di euro;
- > alla riduzione di partite pregresse positive, sostanzialmente riferibili ai meccanismi di perequazione domestici e perequazione delle differenze tra perdite di rete effettive e perdite *standard*, per 66 milioni di euro;
- > a minori contributi di allacciamento per 46 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- > all'incremento dei costi della struttura operativa per 23 milioni di euro;
- > a maggiori oneri per incentivi all'esodo per 31 milioni di euro.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 630 milioni di euro (637 milioni di euro nei primi nove mesi del 2008), si attesta a 2.203 milioni di euro, in aumento di 38 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2008 (+1,8%).

Investimenti

Gli *investimenti* nei primi nove mesi del 2009 ammontano a 762 milioni di euro, con una riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente di 196 milioni di euro, e sono da riferire principalmente agli interventi sulla rete elettrica a media e bassa tensione finalizzati a soddisfare le richieste della clientela (allacciamenti e spostamenti impianti).

La Divisione Iberia e America Latina ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

Mentre nel 2009 la Divisione accoglie esclusivamente i dati riferiti a Endesa (consolidati proporzionalmente al 67,05% fino alla finalizzazione dell'acquisizione dell'ulteriore quota partecipativa del 25,01% che ne ha consentito il consolidamento integrale), nel 2008 la Divisione includeva anche i risultati economici riferiti al perimetro di attività rappresentato dalle società EnelViesgo Generación, EnelViesgo Servicios, Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse, ceduto nel mese di giugno 2008 a E.ON.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
16.684	13.349	3.335	25,0%	Termoelettrica	39.324	39.454	(130)	-0,3%
6.184	4.152	2.032	48,9%	Nucleare	13.868	13.624	244	1,8%
11.688	8.197	3.491	42,6%	Idroelettrica	27.427	22.135	5.292	23,9%
335	364	(29)	-8,0%	Eolica	1.387	1.327	60	4,5%
78	42	36	85,7%	Altre fonti	167	123	44	35,8%
34.969	26.104	8.865	34,0%	Totale produzione netta	82.173	76.663	5.510	7,2%

La produzione netta effettuata nei primi nove mesi del 2009 è pari a 82.173 milioni di kWh (34.969 milioni di kWh nel terzo trimestre 2009), con un incremento di 5.510 milioni di kWh (+8.865 milioni di kWh nel terzo trimestre 2009) rispetto all'analogo periodo del 2008, riferibile alla maggior produzione da parte di Endesa per 6.836 milioni di kWh (+8.865 milioni di kWh nel terzo trimestre 2009), parzialmente compensata dalla riduzione conseguente alla cessione di Enel Viesgo Generación per 1.326 milioni di kWh (tutti relativi al primo semestre 2008). Nei primi nove mesi del 2009 la produzione netta nella Penisola Iberica si riduce di 138 milioni di kWh (+3.753 milioni di kWh nel terzo trimestre 2009), dove l'effetto della variazione del perimetro di consolidamento (+7.611 milioni di kWh) è più che compensato dalla minor produzione termoelettrica (-21,0%), che risente della riduzione della domanda di energia elettrica sul mercato, e dalla minor produzione nucleare, da riferire invece all'indisponibilità della centrale di Ascó II e alle fermate programmate di alcuni impianti. A tale effetto si contrappongono la maggior produzione in America Latina per 6.442 milioni di kWh (+4.834 milioni di kWh nel terzo trimestre 2009), da riferire prevalentemente all'effetto della variazione del metodo di consolidamento (+5.136 milioni di kWh) oltre che alla maggior disponibilità di acqua nel primo semestre 2009 in Argentina, Cile e Colombia, e la maggior produzione negli altri Paesi europei per 532 milioni di kWh (+278 milioni di kWh nel terzo trimestre 2009), che include la maggior produzione relativa agli impianti termoelettrici acquisiti in Irlanda nel mese di gennaio del 2009 (+686 milioni di kWh).

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi				
2009		2008	Variazioni		2009		2008	Variazioni			
2.220	9,2%	1.581	8,7%	639	40,4%	4.881	8,8%	4.578	8,3%	303	6,6%
Olio combustibile pesante (S>0,25%)											
377	1,6%	146	0,8%	231	158,2%	807	1,5%	392	0,7%	415	105,9%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)											
2.597	10,8%	1.727	9,5%	870	50,4%	5.688	10,3%	4.970	9,0%	718	14,4%
Totale olio combustibile											
7.182	30,0%	5.769	31,9%	1.413	24,5%	17.107	30,8%	16.014	28,9%	1.093	6,8%
Gas naturale											
6.389	26,7%	5.588	30,9%	801	14,3%	14.831	26,7%	16.943	30,4%	(2.112)	-12,5%
Carbone											
6.513	27,2%	4.327	23,9%	2.186	50,5%	14.390	25,9%	14.196	25,6%	194	1,4%
Combustibile nucleare											
1.284	5,3%	693	3,8%	591	85,3%	3.497	6,3%	3.361	6,1%	136	4,0%
Altri combustibili											
23.965	100,0%	18.104	100,0%	5.861	32,4%	55.513	100,0%	55.484	100,0%	29	0,1%
TOTALE											

La produzione termica lorda si mantiene sostanzialmente costante, dato che l'effetto della variazione del metodo di consolidamento di Endesa (+8.897 milioni di kWh) è pressoché totalmente compensata dalla riduzione della generazione termoelettrica di Endesa (-7.925 milioni di kWh) e dalla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Enel Viesgo Generación (-943 milioni di kWh).

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2009		2008	Variazioni		2009		2008	Variazioni		
Mercato libero:										
27.945	9.214	18.731	203,3%	- Penisola Iberica	46.334	23.674	22.660	95,7%		
1.658	1.522	136	8,9%	- America Latina	3.970	3.500	470	13,4%		
29.603	10.736	18.867	175,7%	Totale mercato libero	50.304	27.174	23.130	85,1%		
Mercato regolato:										
-	9.615	(9.615)	-100,0%	- Penisola Iberica	15.010	34.567	(19.557)	-56,6%		
10.431	6.362	4.069	64,0%	- America Latina	23.855	19.844	4.011	20,2%		
10.431	15.977	(5.546)	-34,7%	Totale mercato regolato	38.865	54.411	(15.546)	-28,6%		
40.034	26.713	13.321	49,9%	TOTALE	89.169	81.585	7.584	9,3%		
27.945	18.829	9.116	48,4%	- di cui Penisola Iberica	61.344	58.241	3.103	5,3%		
12.089	7.884	4.205	53,3%	- di cui America Latina	27.825	23.344	4.481	19,2%		

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate dalla Divisione Iberia e America Latina nei primi nove mesi del 2009 sono pari a 89.169 milioni di kWh, in aumento di 7.584 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2008; tale effetto è dovuto alle maggiori vendite di Endesa per 10.028 milioni di kWh, parzialmente compensate dalla variazione di perimetro relativa a Electra de Viesgo Distribución e Viesgo Energía (-2.444 milioni di kWh), società cedute nel primo semestre 2008. Le maggiori vendite di Endesa si riferiscono per 13.127 milioni di kWh all'effetto del cambio di metodo di consolidamento, parzialmente compensato dal calo della domanda di energia elettrica, particolarmente concentrato nella Penisola Iberica. Si segnala, infine, che a seguito dell'introduzione nel mercato spagnolo della *Tarifa de Ultimo Recurso*, avvenuta in data 1° luglio 2009, a partire da tale data tutte le vendite su tale mercato sono da considerarsi effettuate sul mercato libero.

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
7.239	3.956	3.283	Ricavi	14.388	12.136	2.252
850	33	817	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	328	50	278
2.102	1.335	767	Margine operativo lordo	4.518	3.667	851
1.453	930	523	Risultato operativo	2.915	2.262	653
			Attività operative ⁽¹⁾	79.699	53.201 ⁽⁴⁾	26.498
			Passività operative ⁽²⁾	14.550	9.255 ⁽⁴⁾	5.295
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽³⁾	26.526	17.827 ⁽⁴⁾	8.699
			Investimenti	1.515	1.454	61

(1) Di cui 478 milioni di euro al 30 settembre 2009 (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(2) Di cui 40 milioni di euro al 30 settembre 2009 (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Include 53 unità riferite al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (124 unità al 31 dicembre 2008).

(4) Al 31 dicembre 2008.

Risultati del terzo trimestre

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa	5.156	2.626	2.530	1.251	771	480	838	518	320
America Latina	2.083	1.330	753	851	564	287	615	412	203
Totale	7.239	3.956	3.283	2.102	1.335	767	1.453	930	523

I ricavi del terzo trimestre 2009 sono in aumento di 3.283 milioni di euro (+83,0%), per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 2.530 milioni di euro, riferibili essenzialmente alla variazione del metodo di consolidamento (da proporzionale a integrale) e all'introduzione, a partire dal 1° luglio 2009, nel mercato spagnolo della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) che ha comportato una modifica nella tipologia del servizio di vendita dell'energia elettrica nell'ex mercato regolato (non più effettuato dal distributore ma da una società di commercializzazione distinta - *Comercializadores de Ultimo Recurso*), con la conseguente rilevazione separata nel Conto economico delle società di vendita dei ricavi e dei costi riferiti rispettivamente alla vendita e all'acquisto di energia elettrica comprensivi dei relativi costi di trasporto, che erano stati invece compensati fino alla data di applicazione della TUR;
- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 753 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla variazione del metodo di consolidamento per 654 milioni di euro, cui si aggiunge l'incremento dei ricavi per distribuzione e vendita di energia elettrica per 172 milioni di euro, solo parzialmente compensato dai minori ricavi per attività di generazione.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 2.102 milioni di euro, in crescita di 767 milioni di euro (+57,5%) rispetto al terzo trimestre del 2008. In particolare, si evidenzia:

- > l'aumento del margine operativo lordo in Europa per 480 milioni di euro, relativo al cambio del metodo di consolidamento per 379 milioni di euro, cui si aggiunge l'incremento del margine realizzato dalle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica, solo parzialmente compensato dal minor margine delle attività di generazione, da ricollegare alle minori quantità prodotte;
- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 287 milioni di euro, sostanzialmente riferibile per 277 milioni di euro al cambio del metodo di consolidamento.

Il *risultato operativo* del terzo trimestre 2009 è pari a 1.453 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2008, un incremento di 523 milioni di euro, di cui 457 milioni di euro riferibili al cambio del metodo di consolidamento di Endesa. A tali effetti si aggiunge l'incremento del risultato operativo di Endesa (+66 milioni di euro), da riferire prevalentemente alle attività di distribuzione e vendita di energia elettrica nella Penisola Iberica.

Risultati dei primi nove mesi

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa	9.562	7.970	1.592	2.630	2.217	413	1.566	1.270	296
America Latina	4.826	4.166	660	1.888	1.450	438	1.349	992	357
Totale	14.388	12.136	2.252	4.518	3.667	851	2.915	2.262	653

I *ricavi* dei primi nove mesi del 2009 sono in aumento di 2.252 milioni di euro (+18,6%), per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 1.592 milioni di euro, riferibili ai maggiori ricavi di Endesa per 2.387 milioni di euro, parzialmente compensati dalla variazione del perimetro di consolidamento relativa al Gruppo Viesgo ceduto a E.ON nel giugno 2008 per 795 milioni di euro. L'incremento dei ricavi conseguiti da Endesa è riferibile essenzialmente alla variazione del metodo di consolidamento della società (per 1.290 milioni di euro) e alla applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della sopra citata TUR;
- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 660 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla variazione del metodo di consolidamento per 654 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 4.518 milioni di euro, in crescita di 851 milioni di euro (+23,2%) rispetto ai primi nove mesi del 2008. In particolare, si evidenzia:

- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 438 milioni di euro, sostanzialmente riferibile per 277 milioni di euro al cambio del metodo di consolidamento, cui si aggiunge l'effetto derivante dalla generazione di energia elettrica che ha beneficiato delle favorevoli condizioni di idraulicità in alcuni Paesi;
- > l'aumento del margine operativo lordo in Europa per 413 milioni di euro, relativo a una maggiore contribuzione di Endesa per 378 milioni di euro (quasi interamente ascrivibile al cambio del metodo di consolidamento), cui si

aggiunge l'effetto positivo del deconsolidamento delle società Viesgo per 35 milioni di euro, inclusivo del risultato negativo derivante dalla cessione a E.ON.

Il *risultato operativo* dei primi nove mesi del 2009 è pari a 2.915 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2008, un incremento di 653 milioni di euro, di cui 457 milioni di euro riferibili al cambio del metodo di consolidamento di Endesa. Tale andamento risente inoltre dell'effetto positivo del deconsolidamento del Gruppo Viesgo per 242 milioni di euro (che include il risultato negativo della cessione nonché l'adeguamento effettuato nel primo trimestre 2008 del valore delle attività nette successivamente cedute a E.ON).

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 1.515 milioni di euro, in aumento di 61 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2009 si riferiscono per 693 milioni di euro a impianti di generazione, tra cui: in Spagna e Portogallo la realizzazione di impianti a ciclo combinato (Besós 5, Elecgas, Ca's Tresorer e Granadilla 2), centrali a gas (Ibiza, Mahon e Ceuta) e la costruzione e sviluppo di alcuni impianti eolici; in America Latina, il completamento della centrale a ciclo combinato di Quintero (Cile) e di Santa Rosa (Perù), la realizzazione della centrale a carbone Bocamina II (Cile) e del parco eolico Canela II (Cile).

Gli investimenti sulla rete elettrica, pari a 655 milioni di euro (di cui 417 milioni di euro in Europa), si riferiscono a interventi di ampliamento della rete di distribuzione, nonché ad attività finalizzate ad aumentare la qualità del servizio e l'efficienza operativa del sistema elettrico.

Internazionale

La Divisione Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel, di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere non comprese nel mercato iberico e nel mercato latinoamericano, gestiti dalla Divisione Iberia e America Latina, monitorando e sviluppando le opportunità di *business* che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e dei combustibili.

Le principali aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e sviluppo di impianti termoelettrici in Belgio (Marcinelle Energie);
- > Europa sud-orientale, con attività di generazione e supporto tecnico alla stessa in Bulgaria (Enel Maritza East 3 ed Enel Operations Bulgaria), di sviluppo di capacità di generazione in Romania (Enel Productie), di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servicii Comune), sviluppo di impianti termoelettrici in Grecia (Enelco);
- > Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergosbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
11.333	11.677	(344)	-2,9%	Termoelettrica	31.606	17.944	13.662	76,1%
2.910	3.505	(595)	-17,0%	Nucleare	9.553	11.325	(1.772)	-15,6%
1.049	969	80	8,3%	Idroelettrica	3.453	3.280	173	5,3%
3	-	3	100,0%	Altre fonti	3	-	3	100,0%
15.295	16.151	(856)	-5,3%	Totale produzione netta	44.615	32.549	12.066	37,1%

La produzione netta effettuata all'estero nei primi nove mesi del 2009 è pari a 44.615 milioni di kWh, con un incremento di 12.066 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2008 riferibile al diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5 (14.282 milioni di kWh), parzialmente compensato dalla minore produzione di Slovenské elektrárne (-1.957 milioni di kWh, prevalentemente da fonte nucleare a seguito della fermata a fine 2008 della centrale di EBOV1) e di Enel Maritza East 3 (-258 milioni di kWh) a seguito della minore domanda sul mercato bulgaro.

Nel terzo trimestre 2009, oltre alla citata riduzione della generazione da fonte nucleare, si rileva il decremento della produzione da fonte termoelettrica, che risente sostanzialmente della minore attività di Enel OGK-5, solo parzialmente compensato dall'incremento della produzione idroelettrica in Slovacchia.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2009		2008		Variazioni		2009		2008		Variazioni	
60	0,4%	74	0,5%	(14)	-18,9%	143	0,3%	86	0,3%	57	66,3%
						Olio combustibile pesante (S>0,25%)					
5.260	34,5%	6.002	36,9%	(742)	-12,4%	14.269	32,3%	7.289	23,0%	6.980	95,8%
6.765	44,4%	6.388	39,2%	377	5,9%	19.479	44,1%	12.072	38,0%	7.407	61,4%
3.150	20,7%	3.812	23,4%	(662)	-17,4%	10.311	23,3%	12.277	38,7%	(1.966)	-16,0%
15.235	100,0%	16.276	100,0%	(1.041)	-6,4%	44.202	100,0%	31.724	100,0%	12.478	39,3%

La produzione termica lorda risente del diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5, che ha contribuito con una maggior produzione rispetto agli analoghi periodi dell'esercizio precedente pari a 15.154 milioni di kWh (di cui 8.117 milioni di kWh da carbone e 6.980 milioni di kWh da gas naturale) nei primi nove mesi del 2009, oltre che della citata riduzione della generazione da fonte nucleare in Slovacchia.

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2009		2008		Variazioni		2009		2008		Variazioni	
Mercato libero:											
251	312	(61)	-19,6%	- Romania	812	660	152	23,0%			
667	230	437	190,0%	- Francia	2.295	731	1.564	214,0%			
1.901	968	933	96,4%	- Russia	3.474	2.329	1.145	49,2%			
2.819	1.510	1.309	86,7%	Totale mercato libero	6.581	3.720	2.861	76,9%			
Mercato regolato:											
2.063	2.133	(70)	-3,3%	- Romania	6.459	4.591	1.868	40,7%			
2.780	3.208	(428)	-13,3%	- Russia	10.757	10.577	180	1,7%			
4.843	5.341	(498)	-9,3%	Totale mercato regolato	17.216	15.168	2.048	13,5%			
7.662	6.851	811	11,8%	TOTALE	23.797	18.888	4.909	26,0%			
2.314	2.445	(131)	-5,4%	- di cui Romania	7.271	5.251	2.020	38,5%			
667	230	437	190,0%	- di cui Francia	2.295	731	1.564	214,0%			
4.681	4.176	505	12,1%	- di cui Russia	14.231	12.906	1.325	10,3%			

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nei primi nove mesi del 2009 si incrementano di 4.909 milioni di kWh (+811 milioni di kWh nel terzo trimestre 2009), con una crescita riferibile prevalentemente al diverso periodo di consolidamento di Enel Energie Muntenia per 2.078 milioni di kWh, alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 1.564 milioni di kWh e alle maggiori vendite sul mercato russo per 1.325 milioni di kWh prevalentemente a seguito dell'allargamento delle attività a nuove regioni nell'est della Russia.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
1.398	1.233	165	Ricavi	4.047	3.198	849
36	23	13	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	49	(31)	80
396	187	209	Margine operativo lordo	1.094	734	360
259	63	196	Risultato operativo	651	400	251
			Attività operative	12.032	12.562 ⁽¹⁾	(530)
			Passività operative	4.763	5.098 ⁽¹⁾	(335)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	16.107	16.865 ⁽¹⁾	(758)
			Investimenti	671	396	275

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del terzo trimestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa centrale	612	444	168	227	98	129	142	12	130
Europa sud-orientale	265	302	(37)	56	61	(5)	25	41	(16)
Russia	521	487	34	113	28	85	92	10	82
Totale	1.398	1.233	165	396	187	209	259	63	196

I *ricavi* del terzo trimestre 2009 sono in crescita di 165 milioni di euro (+13,4%) passando da 1.233 milioni di euro a 1.398 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 34 milioni di euro, prevalentemente riferibile alla plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia (68 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergoSbyt per 42 milioni di euro sostanzialmente connessi alle maggiori quantità vendute; tali effetti sono parzialmente compensati dai minori ricavi di Enel OGK-5 a seguito della riduzione dei volumi prodotti oltre che dei prezzi medi unitari di vendita a seguito del diverso rapporto di cambio euro/rublo;
- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 168 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 144 milioni di euro (connesso sostanzialmente alla crescita dei prezzi medi di vendita che riflette l'ingresso della Slovacchia nell'area euro) e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 23 milioni di euro (da riferire prevalentemente alle maggiori quantità di energia vendute);
- > ai minori ricavi in Europa sud-orientale per 37 milioni di euro, dovuti ai minori ricavi delle società rumene per 49 milioni di euro, riferibili alle minori quantità vendute (-5,4%), oltre che al decremento dei prezzi unitari di vendita, parzialmente compensati dai maggiori ricavi di Enel Maritza East 3 per 12 milioni di euro pur in presenza di volumi prodotti pressoché costanti.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 396 milioni di euro, in crescita di 209 milioni di euro (+111,8%) rispetto al terzo trimestre 2008. Tale andamento è originato da:

- > l'incremento del margine operativo lordo dell'Europa centrale per 129 milioni di euro, di cui 126 milioni di euro relativi a Slovenské elektrárne (da riferire prevalentemente all'effetto congiunto della crescita del margine energia che ha beneficiato di un significativo incremento dei prezzi di vendita e dell'efficientamento dei costi operativi) e 3 milioni di euro relativi a Enel France;
- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 85 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia, oltre che al miglior margine di Enel OGK-5 pari a 14 milioni di euro;
- > al decremento del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 5 milioni di euro, prevalentemente connesso alla riduzione dei margini delle società rumene (18 milioni di euro), sostanzialmente dovuta alla contrazione dei volumi venduti e dei prezzi di vendita. Tale effetto è parzialmente compensato dal miglior margine realizzato in Bulgaria per 12 milioni di euro dovuto all'incremento dei prezzi di vendita.

Il *risultato operativo* del terzo trimestre del 2009 è pari a 259 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2008, una crescita di 196 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 13 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa centrale	1.902	1.628	274	726	548	178	473	298	175
Europa sud-orientale	840	682	158	172	151	21	78	96	(18)
Russia	1.305	888	417	196	35	161	100	6	94
Totale	4.047	3.198	849	1.094	734	360	651	400	251

I *ricavi* dei primi nove mesi del 2009 sono in crescita di 849 milioni di euro (+26,5%) passando da 3.198 milioni di euro a 4.047 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 417 milioni di euro, prevalentemente riferibile al diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5 (279 milioni di euro), alla plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia (68 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergoSbyt a seguito delle maggiori quantità vendute;
- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 274 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 202 milioni di euro (connesso sostanzialmente alla crescita dei prezzi medi di vendita che riflette l'ingresso della Slovacchia nell'"area euro") e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 71 milioni di euro (da riferire prevalentemente alle vendite di energia effettuate a seguito degli accordi con EDF in uno scenario di prezzi medi di vendita crescenti);
- > all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 158 milioni di euro, sostanzialmente da collegare al diverso periodo di consolidamento di Enel

Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 177 milioni di euro nonché all'incremento dei ricavi di Enel Maritza East 3 per 28 milioni di euro correlato all'aumento dei prezzi nel mercato bulgaro; tali effetti positivi sono parzialmente compensati da minori ricavi delle altre società rumene per 46 milioni di euro, sostanzialmente da addebitare agli effetti della riduzione delle tariffe di distribuzione e vendita di energia elettrica (che risentono negativamente della variazione del tasso di cambio).

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 1.094 milioni di euro, in crescita di 360 milioni di euro (+49,0%) rispetto ai primi nove mesi del 2008. Tale incremento è relativo:

- > all'Europa centrale per 178 milioni di euro, di cui 159 milioni di euro relativi a Slovenské elektrárne (da riferire prevalentemente all'effetto congiunto della crescita del margine energia, che ha beneficiato di un significativo incremento dei prezzi di vendita, e dell'efficientamento dei costi operativi) e 19 milioni di euro relativi a Enel France;
- > alla Russia per 161 milioni di euro, sostanzialmente per l'effetto congiunto del diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5, pari a 96 milioni di euro, cui si aggiunge l'effetto della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione detenuta da Enel in SeverEnergia;
- > all'Europa sud-orientale per 21 milioni di euro, il cui incremento è sostanzialmente connesso al miglior margine realizzato in Bulgaria per 28 milioni di euro dovuto all'incremento dei prezzi di vendita nonché all'entrata in esercizio di una nuova sezione dell'impianto di Enel Maritza East 3 e al diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 12 milioni di euro; tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione dei margini delle altre società rumene, sostanzialmente dovuta alla contrazione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica.

Il *risultato operativo* dei primi nove mesi del 2009 è pari a 651 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2008, una crescita di 251 milioni di euro (+62,8%), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 109 milioni di euro, di cui 86 milioni di euro relativi alle variazioni di perimetro di consolidamento.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 671 milioni di euro, in aumento di 275 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione si riferisce sostanzialmente ai maggiori investimenti su impianti di generazione (prevalentemente riferibili a Enel OGK-5 e Marcinelle Energie) per 215 milioni di euro e ai maggiori investimenti sulla rete di distribuzione rumena per 37 milioni di euro.

La Divisione Energie Rinnovabili ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie di Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari (Enel Green Power) e attività di impiantistica e *franchising* (Enel.si);
- > Europa, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Unión Fenosa Renovables in Spagna, International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, International Wind Parks of Rhodes, International Wind Parks of Achaia e Glafkos Hydroelectric Station in Grecia, Enel Green Power Bulgaria in Bulgaria, Blue Line in Romania ed Enel Erelis in Francia);
- > Americhe, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel North America ed Enel Latin America BV che a partire dal 1° gennaio 2009 include i risultati di Enel Latin America LLC, Inelec e Americas Generation Corporation).

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni		
Italia:									
1.472	1.286	186	14,5%	Idroelettrica	5.090	3.923	1.167	29,7%	
1.251	1.285	(34)	-2,6%	Geotermoelettrica	3.728	3.940	(212)	-5,4%	
81	71	10	14,1%	Eolica	322	344	(22)	-6,4%	
1	-	1	-	Altre fonti	2	1	1	100,0%	
2.805	2.642	163	6,2%	Totale produzione netta in Italia	9.142	8.208	934	11,4%	
Estero:									
1.117	1.090	27	2,5%	Idroelettrica	3.456	3.279	177	5,4%	
35	8	27	337,5%	Geotermoelettrica	83	34	49	144,1%	
473	351	122	34,8%	Eolica	1.515	1.115	400	35,9%	
56	72	(16)	-22,2%	Altre fonti	210	229	(19)	-8,3%	
1.681	1.521	160	10,5%	Totale produzione netta all'estero	5.264	4.657	607	13,0%	
4.486	4.163	323	7,8%	TOTALE	14.406	12.865	1.541	12,0%	

La produzione netta della Divisione aumenta nei primi nove mesi del 2009 di 1.541 milioni di kWh (+12,0%) raggiungendo i 14.406 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 934 milioni di kWh alla maggior generazione in Italia, la cui produzione idroelettrica beneficia della maggiore idraulicità del sistema; tale effetto positivo è parzialmente compensato dalla riduzione nella generazione da fonte geotermoelettrica sostanzialmente collegata alla fermata di alcuni impianti per attività di manutenzione programmata. La generazione all'estero aumenta di 607 milioni di kWh principalmente per effetto dell'incremento della generazione eolica derivante dall'avvio dei parchi eolici di Smoky Hills II (384 milioni di kWh) e NeWind (72 milioni di kWh), parzialmente compensato da alcune fermate di impianti per manutenzioni; a tale effetto si associa l'aumento

della produzione idroelettrica, soprattutto in America Latina per effetto della maggiore idraulicità registrata nella Repubblica di Panama.

Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
396	453	(57)	Ricavi	1.259	1.305	(46)
30	(35)	65	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	76	(65)	141
264	263	1	Margine operativo lordo	884	784	100
208	214	(6)	Risultato operativo	715	647	68
			Attività operative	6.157	5.593 ⁽¹⁾	564
			Passività operative	651	691 ⁽¹⁾	(40)
			Dipendenti a fine esercizio (n.)	2.686	2.432 ⁽¹⁾	254
			Investimenti	564	562	2

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del terzo trimestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Italia	278	330	(52)	201	186	15	170	156	14
Europa	23	30	(7)	12	20	(8)	2	12	(10)
Americhe	95	93	2	51	57	(6)	36	46	(10)
Totale	396	453	(57)	264	263	1	208	214	(6)

I *ricavi* si riducono di 57 milioni di euro (-12,6%) passando da 453 milioni di euro a 396 milioni di euro. Tale variazione negativa è connessa ai minori ricavi conseguiti in Italia per 52 milioni di euro, a minori ricavi in Europa per 7 milioni di euro (prevalentemente riferibili al decremento dei prezzi unitari rilevato in Spagna), nonché a maggiori ricavi nelle Americhe per 2 milioni di euro. In particolare, con riferimento alle attività in Italia la variazione dei ricavi è connessa sostanzialmente alle minori vendite di energia elettrica per 42 milioni di euro (sostanzialmente riferibili a minori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica per 88 milioni di euro, parzialmente compensati da maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 49 milioni di euro), oltre che a minori vendite di certificati verdi e altri contributi per complessivi 11 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 264 milioni di euro, in crescita di 1 milione di euro (+0,4%) rispetto al terzo trimestre 2008; tale crescita è riferibile:

- > al mercato italiano per 15 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del miglioramento del margine energia elettrica;
- > al minor margine realizzato nelle Americhe per 6 milioni di euro;
- > alla riduzione del margine realizzato negli altri Paesi europei, pari a 8 milioni di euro, sostanzialmente riferibile a Enel Unión Fenosa Renovables.

Il *risultato operativo* è pari a 208 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al terzo trimestre 2008, una riduzione di 6 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 7 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Italia	904	948	(44)	671	569	102	579	487	92
Europa	79	82	(3)	48	53	(5)	21	34	(13)
Americhe	276	275	1	165	162	3	115	126	(11)
Totale	1.259	1.305	(46)	884	784	100	715	647	68

I *ricavi* sono in riduzione di 46 milioni di euro (-3,5%) passando da 1.305 milioni di euro a 1.259 milioni di euro. Tale variazione è connessa ai minori ricavi conseguiti in Italia per 44 milioni di euro, a minori ricavi in Europa per 3 milioni di euro (per l'effetto congiunto di minori ricavi in Spagna per 8 milioni di euro a seguito del decremento dei prezzi unitari di vendita, parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi da generazione eolica in Grecia e Francia), nonché a maggiori ricavi nelle Americhe per 1 milione di euro.

In particolare, con riferimento alle attività in Italia la variazione dei ricavi è connessa sostanzialmente:

- > ai minori ricavi di Enel.si per 35 milioni di euro, prevalentemente connessi alla conclusione di alcuni progetti finalizzati al conseguimento dei titoli di efficienza energetica;
- > alle minori vendite di energia elettrica per 26 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a minori ricavi (146 milioni di euro) sulla Borsa dell'energia elettrica e a minori ricavi (19 milioni di euro) da impianti non rilevanti (ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04); tali effetti sono parzialmente compensati da maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 132 milioni di euro e all'incremento dei ricavi per energia incentivata CIP 6 (15 milioni di euro);
- > a maggiori vendite di certificati verdi e altri contributi per complessivi 9 milioni di euro;
- > al riconoscimento della rendita idroelettrica, pari a 4 milioni di euro, a seguito della delibera ARG/elt n. 63/09.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 884 milioni di euro, in crescita di 100 milioni di euro (+12,8%) rispetto ai primi nove mesi del 2008; tale crescita è riferibile:

- > al mercato italiano per 102 milioni di euro, sostanzialmente per effetto, oltre che della citata rendita idroelettrica, del miglioramento del margine energia elettrica per 95 milioni di euro (di cui 25 milioni riferibili a partite pregresse); tali effetti sono parzialmente compensati dal decremento del margine di Enel.si per 13 milioni di euro;
- > all'incremento del margine realizzato nelle Americhe per 3 milioni di euro;
- > alla riduzione del margine realizzato negli altri Paesi europei, pari a 5 milioni di euro, sostanzialmente riferibile a Enel Unión Fenosa Renovables che sconta la riduzione dei prezzi di vendita dell'energia prodotta (-6 milioni di euro).

Il *risultato operativo* è pari a 715 milioni di euro ed evidenzia, rispetto ai primi nove mesi del 2008, una crescita di 68 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 32 milioni di euro, sostanzialmente da riferire all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Investimenti

Gli *investimenti* dei primi nove mesi del 2009 ammontano a 564 milioni di euro, con un incremento di 2 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti dei primi nove mesi del 2009 sono stati realizzati in Italia per 228 milioni di euro (209 milioni di euro nell'analogo periodo del 2008) e all'estero per 336 milioni di euro (353 milioni di euro nei primi nove mesi del 2008) e si riferiscono prevalentemente a interventi su impianti di generazione di energia elettrica.

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
Capogruppo						
158	172	(14)	Ricavi	514	509	5
2	(15)	17	Margine operativo lordo	56	(36)	92
-	(29)	29	Risultato operativo	50	(53)	103
Attività operative				1.600	1.233 ⁽¹⁾	367
Passività operative				1.807	1.351 ⁽¹⁾	456
Dipendenti a fine esercizio (n.)				722	749 ⁽¹⁾	(27)
Investimenti				1	6	(5)
Servizi e Altre attività						
270	290	(20)	Ricavi	779	843	(64)
53	30	23	Margine operativo lordo	142	111	31
30	7	23	Risultato operativo	70	45	25
Attività operative				1.350	1.883 ⁽¹⁾	(533)
Passività operative				1.454	1.658 ⁽¹⁾	(204)
Dipendenti a fine esercizio (n.)				4.277	4.406 ⁽¹⁾	(129)
Investimenti				49	47	2

(1) Al 31 dicembre 2008.

Capogruppo

La Capogruppo Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività. Svolge inoltre la funzione di tesoreria centrale, provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile, amministrativa, fiscale, legale e societaria. Inoltre, Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica.

Risultati economici del terzo trimestre

I ricavi del terzo trimestre 2009 risultano pari a 158 milioni di euro, registrando un decremento di 14 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, dovuto essenzialmente a:

- > minori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 34 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla riduzione dei prezzi medi di vendita;
- > maggiori ricavi per prestazioni di servizi effettuati alle altre società del Gruppo per 21 milioni di euro.

Il *margine operativo lordo* del terzo trimestre 2009, pari a 2 milioni di euro, registra un incremento di 17 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'efficientamento della gestione operativa (27 milioni di euro), solo parzialmente compensato dalla riduzione del margine energia.

Il *risultato operativo* è pari a zero, in aumento di 29 milioni di euro rispetto a quello del terzo trimestre 2008. Tale incremento riflette l'andamento del margine operativo sopra descritto beneficiando di minori ammortamenti e perdite di valore per 12 milioni di euro.

Risultati economici dei primi nove mesi

I ricavi dei primi nove mesi del 2009 risultano pari a 514 milioni di euro, con un incremento di 5 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+1,0%) riferibile principalmente a:

- > maggiori ricavi per attività di *service* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo per 40 milioni di euro, nonché di supporto alle acquisizioni internazionali;
- > minori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 29 milioni di euro dovuti essenzialmente alla riduzione del prezzo medio di vendita di energia con quantità sostanzialmente invariate.

Il *marginale operativo lordo* dei primi nove mesi del 2009, pari a 56 milioni di euro, registra un incremento di 92 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso al citato efficientamento della struttura operativa per 62 milioni di euro, nonché all'adeguamento positivo con effetto a Conto economico (13 milioni di euro) di fondi per rischi e oneri, per tener conto dell'aggiornamento di stima su contenziosi sorti in esercizi precedenti.

Il *risultato operativo* è pari a 50 milioni di euro, in aumento di 103 milioni di euro rispetto a quello dei primi nove mesi del 2008 beneficiando di minori ammortamenti e perdite di valore per 11 milioni di euro.

Servizi e Altre attività

L'area Servizi e Altre attività si propone prevalentemente di assicurare servizi competitivi alle società del Gruppo, quali le attività immobiliari e di *facility*, i servizi informatici, i servizi di formazione e gestione amministrativa del personale, i servizi di amministrazione, il *factoring* e i servizi assicurativi.

Risultati economici del terzo trimestre

I ricavi dell'area Servizi e Altre attività nel terzo trimestre 2009 sono pari a 270 milioni di euro, a fronte di 290 milioni di euro dell'analogo periodo del 2008. Il decremento, pari a 20 milioni di euro (-6,9%), riflette sostanzialmente minori ricavi per servizi tecnici e informatici per 15 milioni di euro e minori ricavi per vendite di *hardware* e *software* alle società del Gruppo per 5 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* del terzo trimestre 2009 è pari a 53 milioni di euro, con un incremento di 23 milioni di euro (+76,7%) rispetto a quello dell'analogo periodo dell'esercizio precedente, essenzialmente per effetto dei maggiori costi operativi connessi ad accantonamenti per esodi incentivati rilevati nel terzo trimestre 2008 (19 milioni di euro).

Il *risultato operativo* del terzo trimestre 2009 si attesta a 30 milioni di euro, in aumento di 23 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2008, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Risultati economici dei primi nove mesi

I ricavi dell'area Servizi e Altre attività nei primi nove mesi del 2009 sono pari a 779 milioni di euro, a fronte di 843 milioni di euro dell'analogo periodo del 2008. Il decremento, pari a 64 milioni di euro (-7,6%), riflette sostanzialmente i minori ricavi relativi alle vendite di *hardware* e *software* alle società del Gruppo a seguito della conclusione di alcuni progetti di sviluppo informatico principalmente verso le Divisioni Mercato e Infrastrutture e Reti (24 milioni di euro), i minori ricavi per servizi tecnici e informatici per 18 milioni di euro, nonché le minori plusvalenze relative alla dismissione del patrimonio immobiliare non strumentale (15 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo* dei primi nove mesi del 2009 è pari a 142 milioni di euro, con un incremento di 31 milioni di euro (+27,9%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente, essenzialmente per l'effetto combinato dell'adeguamento effettuato nel primo semestre 2009, in base a una revisione delle stime delle passività precedentemente rilevate per incentivazione all'esodo (22 milioni di euro), e dei maggiori costi operativi connessi essenzialmente ad accantonamenti per esodi incentivati (19 milioni di euro) rilevati nel terzo trimestre 2008; tale effetto risulta solo parzialmente compensato dalle minori plusvalenze realizzate sugli immobili non strumentali sopra citate.

Il *risultato operativo* dei primi nove mesi del 2009 si attesta a 70 milioni di euro, in aumento di 25 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2008, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 6 milioni di euro, dovuti all'entrata in esercizio di immobilizzazioni e a nuovi investimenti principalmente per l'ammodernamento della rete LAN aziendale, il progetto IP Telephony e Unix e l'acquisto licenze SAP.

Conto economico consolidato sintetico

3° trimestre		Milioni di euro		Primi nove mesi			
2009	2008 <i>restated</i>	Variazioni		2009	2008 <i>restated</i>	Variazioni	
17.230	15.990	1.240	7,8%	45.687	45.314	373	0,8%
Totale ricavi							
13.554	12.234	1.320	10,8%	33.659	34.312	(653)	-1,9%
Totale costi							
871	150	721	-	458	226	232	102,7%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>							
4.547	3.906	641	16,4%	12.486	11.228	1.258	11,2%
MARGINE OPERATIVO LORDO							
1.303	1.095	208	19,0%	3.663	3.390	273	8,1%
Ammortamenti e perdite di valore							
3.244	2.811	433	15,4%	8.823	7.838	985	12,6%
RISULTATO OPERATIVO							
409	348	61	17,5%	2.550	1.524	1.026	67,3%
Proventi finanziari							
1.206	1.173	33	2,8%	3.556	3.779	(223)	-5,9%
Oneri finanziari							
(797)	(825)	28	3,4%	(1.006)	(2.255)	1.249	55,4%
Totale proventi/(oneri) finanziari							
9	22	(13)	-59,1%	30	49	(19)	-38,8%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							
2.456	2.008	448	22,3%	7.847	5.632	2.215	39,3%
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE							
840	(259)	1.099	-	2.173	481	1.692	-
Imposte							
1.616	2.267	(651)	-28,7%	5.674	5.151	523	10,2%
Risultato delle <i>continuing operations</i>							
(69)	(18)	(51)	-	(153)	217	(370)	-
Risultato delle <i>discontinued operations</i>							
1.547	2.249	(702)	-31,2%	5.521	5.368	153	2,9%
RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)							
360	175	185	105,7%	810	555	255	45,9%
Quota di pertinenza dei terzi							
1.187	2.074	(887)	-42,8%	4.711	4.813	(102)	-2,1%
Quota di pertinenza del Gruppo							
<i>Risultato netto del Gruppo per azione (euro)</i> ⁽¹⁾							
				0,50	0,78	(0,28)	-35,9%

(1) Il risultato netto diluito del Gruppo per azione coincide con il risultato netto del Gruppo per azione.

Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Primi nove mesi	
	2009	2008 restated
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	5.521	5.368
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	(863)	58
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	157	(127)
Differenze di cambio	741	(320)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	35	(389)
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO	5.556	4.979
Quota di pertinenza:		
- del Gruppo	4.188	4.587
- dei terzi	1.368	392

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 30.09.2009	al 31.12.2008	Variazione
ATTIVITÀ			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali	92.174	71.726	20.448
- Avviamento	19.921	16.039	3.882
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.016	397	619
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾	15.510	12.156	3.354
Totale	128.621	100.318	28.303
Attività correnti			
- Crediti commerciali	13.872	12.378	1.494
- Rimanenze	2.608	2.182	426
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.375	5.106	(731)
- Altre attività correnti ⁽²⁾	10.155	7.972	2.183
Totale	31.010	27.638	3.372
Attività destinate alla vendita	568	5.251	(4.683)
TOTALE ATTIVITÀ	160.199	133.207	26.992
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
- Patrimonio netto del Gruppo	30.723	20.398	10.325
- Patrimonio netto dei terzi	11.447	5.897	5.550
Totale patrimonio netto	42.170	26.295	15.875
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	55.295	51.045	4.250
- Fondi diversi e passività per imposte differite	20.348	16.712	3.636
- Altre passività non correnti	7.833	6.544	1.289
Totale	83.476	74.301	9.175
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	11.383	8.577	2.806
- Debiti commerciali	9.309	10.600	(1.291)
- Altre passività correnti	13.730	11.643	2.087
Totale	34.422	30.820	3.602
Passività destinate alla vendita	131	1.791	(1.660)
TOTALE PASSIVITÀ	118.029	106.912	11.117
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	160.199	133.207	26.992

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2009 rispettivamente pari a 5.421 milioni di euro (2.835 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e a 92 milioni di euro (56 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2009 rispettivamente pari a 936 milioni di euro (524 milioni di euro al 31 dicembre 2008), a 1.725 milioni di euro (1.061 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e a 58 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto dei terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2008 restated	6.184	651	1.453	2.250	5.942	(99)	493	2.679	19.553	7.080	26.633
Esercizio <i>stock option</i>	2	7	-	-	-	-	-	-	9	-	9
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	4	-	-	-	-	4	-	4
Distribuzione dividendi	-	-	-	(1.794)	-	-	-	-	(1.794)	(322)	(2.116)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	2.679	-	-	(2.679)	-	-	-
Opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	-	-	-	(10)	-	-	-	-	(10)	-	(10)
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	(33)	-	(33)	114	81
Acconto sul dividendo 2008	-	-	-	-	-	-	-	(1.237)	(1.237)	-	(1.237)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	(158)	(68)	4.813	4.587	392	4.979
<i>di cui:</i>											
<i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	(158)	(68)	-	(226)	(163)	(389)
<i>Utile/(Perdita) del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	4.813	4.813	555	5.368
al 30 settembre 2008 restated	6.186	658	1.453	2.244	6.827	(257)	392	3.576	21.079	7.264	28.343
al 1° gennaio 2009	6.186	662	1.453	2.255	6.827	(1.247)	206	4.056	20.398	5.897	26.295
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	4	-	-	-	-	4	-	4
Distribuzione dividendi	-	-	-	(1.794)	-	-	-	-	(1.794)	(358)	(2.152)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.056	-	-	(4.056)	-	-	-
Aumenti di capitale	3.217	4.774	-	(137)	-	-	-	-	7.854	-	7.854
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	73	-	-	73	4.540	4.613
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	239	(762)	4.711	4.188	1.368	5.556
<i>di cui:</i>											
<i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	239	(762)	-	(523)	558	35
<i>Utile/(Perdita) del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	4.711	4.711	810	5.521
al 30 settembre 2009	9.403	5.436	1.453	2.122	9.089	(935)	(556)	4.711	30.723	11.447	42.170

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	2009	2008 restated	Variazione
Cash flow da attività operativa (a)	3.837	5.841	(2.004)
<i>di cui discontinued operations</i>	<i>(210)</i>	<i>73</i>	<i>(283)</i>
Investimenti in attività materiali e immateriali	(4.264)	(4.806)	542
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(9.408)	(1.369)	(8.039)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	3.249	6.920	(3.671)
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	16	(58)	74
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (b)	(10.407)	687	(11.094)
<i>di cui discontinued operations</i>	<i>(60)</i>	<i>(73)</i>	<i>13</i>
Variazione dei debiti finanziari netti	(122)	(1.054)	932
Dividendi pagati	(2.152)	(2.116)	(36)
Aumento di capitale e riserve	7.991	9	7.982
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	3	-	3
Cash flow da attività di finanziamento (c)	5.720	(3.161)	8.881
<i>di cui discontinued operations</i>	<i>273</i>	<i>-</i>	<i>273</i>
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	79	(21)	100
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	(771)	3.346	(4.117)
<i>di cui discontinued operations</i>	<i>3</i>	<i>-</i>	<i>3</i>
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	5.211	1.463	3.748
<i>di cui discontinued operations</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>-</i>
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ^{(1) (2)}	4.440	4.809	(369)
<i>di cui discontinued operations</i> ⁽³⁾	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>(1)</i>

(1) Di cui titoli a breve pari a 58 milioni di euro al 30 settembre 2009 (70 milioni di euro al 30 settembre 2008).

(2) Di cui disponibilità liquide delle attività destinate a essere cedute pari a 7 milioni di euro al 30 settembre 2009 (37 milioni di euro al 30 settembre 2008).

(3) Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti relativi alle *discontinued operations*, in essere al momento della cessione e pari a 4 milioni di euro, sono stati considerati a riduzione del valore incluso nel *cash flow* da attività di investimento/disinvestimento relativo alla cessione stessa.

Gestione economica, patrimoniale e finanziaria

Analisi della gestione economica del Gruppo

Ricavi

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione				2009	2008	Variazione
15.814	14.114	1.700	Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati			40.332	39.991	341
393	480	(87)	Vendita e trasporto di gas ai clienti finali			2.066	2.172	(106)
72	323	(251)	Plusvalenze da cessione di attività			380	323	57
951	1.073	(122)	Altri servizi, vendite e proventi diversi			2.909	2.828	81
17.230	15.990	1.240	Totale			45.687	45.314	373

Nel terzo trimestre 2009 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 15.814 milioni di euro, in crescita di 1.700 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+12,0%). Tale aumento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- > aumento all'estero dei ricavi di energia elettrica e dei contributi assimilati per 3.674 milioni di euro, principalmente correlato ai maggiori ricavi di Endesa per 3.449 milioni di euro, riferibili essenzialmente agli effetti positivi connessi ai cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione in Spagna, a partire dal 1° luglio 2009, della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), nonché al consolidamento integrale della società a partire dalla fine di giugno 2009. In particolare, i cambiamenti regolatori sopra citati hanno comportato una modifica nella tipologia del servizio di vendita dell'energia elettrica nell'ex mercato regolato (non più effettuato dal distributore ma da una società di commercializzazione distinta - *Comercializadores de Ultimo Recurso*), con la conseguente rilevazione separata nel Conto economico delle società di vendita dei ricavi e dei costi riferiti rispettivamente alla vendita e all'acquisto di energia elettrica comprensivi dei relativi costi di trasporto, compensati fino alla data di applicazione della TUR;
- > diminuzione per complessivi 1.278 milioni di euro dei ricavi di vendita dell'energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica per effetto delle minori quantità vendute e del decremento dei prezzi medi unitari, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite all'Acquirente Unico riferibili sostanzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;
- > contrazione di 738 milioni di euro dei ricavi connessi alla vendita e al trasporto sui mercati finali di maggior tutela e salvaguardia in Italia per effetto del calo complessivo delle quantità vendute e dei prezzi di vendita.

Nei primi nove mesi del 2009 i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati si attestano a 40.332 milioni di euro, in aumento di 341 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+0,9%). Tale crescita è da attribuire essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > incremento all'estero dei ricavi di energia elettrica e dei contributi assimilati per 3.933 milioni di euro, che risente principalmente dei maggiori ricavi di Endesa per 3.368 milioni di euro, sia per l'applicazione della TUR già descritta nel commento al terzo trimestre 2009, sia per effetto del cambio del metodo di consolidamento della società da proporzionale a integrale conseguente all'operazione di acquisto dell'ulteriore 25,01% del suo capitale. L'incremento all'estero dei ricavi è inoltre correlabile al diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5 e di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) nei due periodi a confronto, pari rispettivamente a 242 milioni di euro e 173 milioni di euro, e ai maggiori ricavi per *trading* internazionale di energia elettrica pari a 410 milioni di euro. Tali effetti positivi sono solo parzialmente bilanciati dai ricavi conseguiti nel 2008 dal Gruppo Viesgo sino alla relativa cessione a E.ON avvenuta alla fine del mese di giugno 2008 (605 milioni di euro);
- > riduzione per complessivi di 2.259 milioni di euro dei ricavi di vendita dell'energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e delle vendite all'Acquirente Unico, in linea con l'andamento commentato per il terzo trimestre;
- > diminuzione di 1.406 milioni di euro dei ricavi connessi alla vendita e al trasporto sui mercati finali di maggior tutela e salvaguardia in Italia, in linea con l'andamento del terzo trimestre 2009.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** nel terzo trimestre 2009 risultano in diminuzione di 87 milioni di euro (-18,1%). Tale riduzione è sostanzialmente riferibile ai minori ricavi sul mercato domestico da attribuire in massima parte al calo delle quantità vendute. Nei primi nove mesi del 2009 i ricavi per vendita e trasporto di gas sono pari a 2.066 milioni di euro, con una flessione di 106 milioni di euro (-4,9%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto della riduzione dei volumi venduti sul mercato domestico e dei minori ricavi realizzati sul mercato spagnolo.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono in calo di 251 milioni di euro nel terzo trimestre 2009, mentre nei primi nove mesi del 2009 si incrementano di 57 milioni di euro (+17,6%). In particolare, i proventi dei primi nove mesi del 2009, pari a 380 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla plusvalenza, pari a 297 milioni di euro, realizzata dalla cessione a Terna, avvenuta in data 1° aprile 2009, della partecipazione nell'intero capitale sociale di Enel Linee Alta Tensione nonché alla plusvalenza, pari a 68 milioni di euro, conseguita a seguito del perfezionamento, nel terzo trimestre 2009, della cessione a Gazprom del 51% del capitale di SeverEnergia da parte di Enel ed Eni. I primi nove mesi del 2008 includono interamente il provento, pari a 323 milioni di euro, realizzato per la vendita nel mese di luglio 2008 del 51% di Hydro Dolomiti Enel.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel terzo trimestre 2009 a 951 milioni di euro (1.073 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) evidenziando una contrazione di 122 milioni di euro (-11,4%) rispetto al terzo trimestre 2008. Tale diminuzione è da collegare in massima parte alle minori vendite di combustibili per *trading* per 196 milioni

di euro connesse sostanzialmente ai minori ricavi per *trading* di combustibili delle società in Spagna.

Nei primi nove mesi del 2009 i ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi sono pari a 2.909 milioni di euro, in crescita di 81 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+2,9%) per effetto dell'aumento dei ricavi relativi alla vendita di beni per 414 milioni di euro riferibili principalmente alle vendite di certificati verdi in Italia e dell'incremento dei ricavi per lavori in corso su ordinazione per 152 milioni di euro, parzialmente compensati dai minori ricavi per vendite di combustibili per *trading* per 356 milioni di euro. In particolare, tale ultima riduzione riflette la contrazione delle vendite sul mercato domestico per 51 milioni di euro, nonché il decremento dei ricavi per *trading* di combustibili delle società in Spagna per complessivi 305 milioni di euro per effetto sia della rilevazione nel primo semestre 2008 dei ricavi per *trading* del Gruppo Viesgo, pari a 119 milioni di euro, sia dei minori ricavi conseguiti nei primi nove mesi del 2009 da Endesa per 186 milioni di euro.

Costi

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
6.750	6.252	498	Acquisto di energia elettrica	17.109	18.142	(1.033)
1.686	2.294	(608)	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.326	5.499	(1.173)
182	450	(268)	Combustibili per <i>trading</i> e gas per vendite ai clienti finali	1.258	1.987	(729)
319	283	36	Materiali	863	620	243
1.067	1.027	40	Costo del personale	3.093	2.928	165
3.293	1.577	1.716	Servizi e godimento beni di terzi	6.480	4.387	2.093
655	644	11	Altri costi operativi	1.559	1.600	(41)
(398)	(293)	(105)	Costi capitalizzati	(1.029)	(851)	(178)
13.554	12.234	1.320	Totale	33.659	34.312	(653)

I costi per **acquisto di energia elettrica** sono in crescita nel terzo trimestre 2009 di 498 milioni di euro (+8,0%). Tale andamento riflette principalmente i maggiori costi di acquisto di Endesa per 1.534 milioni di euro, connessi sostanzialmente agli effetti derivanti dall'applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), descritta nel commento ai ricavi, nonché alla variazione del metodo di consolidamento della stessa a partire dalla fine di giugno 2009. Tali effetti risultano parzialmente compensati dalla contrazione degli acquisti di energia destinati alla vendita sui mercati domestici. Nei primi nove mesi del 2009 i costi per acquisto di energia elettrica sono in calo di 1.033 milioni di euro (-5,7%) e riflettono essenzialmente la riduzione dei costi per l'acquisto di energia destinata alla vendita sui mercati domestici, solo parzialmente bilanciata dall'aumento per 979 milioni di euro dei costi di acquisto di Endesa. Quest'ultimo riflette l'applicazione della TUR precedentemente descritta e la variazione del metodo di consolidamento da proporzionale a integrale, i cui effetti sono solo in parte compensati dalla riduzione delle quantità acquistate nei nove mesi.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel terzo trimestre 2009 sono pari a 1.686 milioni di euro (4.326 milioni di euro

nei primi nove mesi del 2009), in calo rispettivamente di 608 milioni di euro (-26,5%) e di 1.173 milioni di euro (-21,3%) rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tali diminuzioni risentono delle minori quantità consumate sul mercato domestico a fronte della minor produzione termoelettrica e della riduzione dei costi unitari, solo parzialmente compensate dall'incremento del costo del consumo di Endesa, sostanzialmente riconducibile alla variazione del metodo di consolidamento della società avvenuto a partire dalla fine di giugno 2009.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 182 milioni di euro su base trimestrale (1.258 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009), in diminuzione di 268 milioni di euro, pari a -59,6% (729 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009, -36,7%) rispetto ai valori dei corrispondenti periodi dell'esercizio 2008. Tali variazioni sono riferibili sostanzialmente alla contrazione dell'attività di *trading* sul mercato spagnolo, tenuto anche conto della diversa contribuzione del Gruppo Viesgo oggetto di cessione alla fine del mese di giugno 2008, e ai minori acquisti di gas sul mercato domestico destinati alla vendita ai clienti finali.

I costi per **materiali**, pari a 319 milioni di euro nel terzo trimestre 2009 (863 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009), sono in crescita di 36 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, pari a +12,7% (+243 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009, +39,2%), principalmente per la contribuzione di Endesa.

Il **costo del personale** nel terzo trimestre 2009 è pari a 1.067 milioni di euro, in crescita di 40 milioni di euro (+3,9%). Nei primi nove mesi del 2009 il costo è pari a 3.093 milioni di euro, in aumento di 165 milioni di euro (+5,6%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Escludendo gli effetti della variazione dell'area di consolidamento di talune società estere e l'incidenza degli oneri per incentivi all'esodo, il costo del lavoro nei primi nove mesi del 2009 è in aumento di 83 milioni di euro (+4,2%) a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 2,6%. La variazione del periodo risente principalmente degli adeguamenti retributivi decorrenti dal 1° gennaio 2009 previsti dall'ultimo rinnovo del contratto di lavoro in Italia e dei maggiori oneri contributivi dovuti a partire dal 1° gennaio 2009.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel terzo trimestre 2009 ammontano a 3.293 milioni di euro, in crescita di 1.716 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2008, mentre nei primi nove mesi del 2009 sono pari a 6.480 milioni di euro, in aumento di 2.093 milioni di euro (+47,7%) rispetto al corrispondente periodo del 2008. Tale andamento risente principalmente dei maggiori vettori passivi sull'energia elettrica di Endesa, per 1.560 milioni di euro e 1.620 milioni di euro rispettivamente nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2009, connessi sostanzialmente agli effetti derivanti dai cambiamenti regolatori sopra citati nonché al diverso metodo di consolidamento della società.

Gli **altri costi operativi** nel terzo trimestre 2009 ammontano a 655 milioni di euro, mantenendosi sostanzialmente in linea con il valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+1,7%), mentre nei primi nove mesi del 2009 sono pari a 1.559 milioni di euro, in riduzione di 41 milioni di euro (-2,6%) rispetto al corrispondente periodo del 2008. L'andamento nei primi nove mesi

del 2009 risente dei maggiori oneri per certificati verdi per 334 milioni di euro, solo parzialmente compensati dalla rilevazione, nel secondo trimestre 2008, del risultato negativo, pari a 109 milioni di euro, registrato per effetto della cessione a E.ON a fine giugno 2008 delle attività di Enel relative al Gruppo Viesgo, nonché dai minori oneri per emissioni di CO₂ per 96 milioni di euro.

Nel terzo trimestre 2009 i **costi capitalizzati** sono in crescita di 105 milioni di euro (+35,8%), mentre nei primi nove mesi del 2009 aumentano di 178 milioni di euro (+20,9%) per effetto principalmente dell'attività di ingegneria e innovazione e della contribuzione delle società estere.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono positivi per 871 milioni di euro nel terzo trimestre 2009 (150 milioni di euro di proventi netti nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente), a fronte di un valore positivo per 458 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009 (226 milioni di euro di proventi netti nei primi nove mesi del 2008). In particolare, i proventi netti relativi al terzo trimestre 2009 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 702 milioni di euro e ai proventi netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine periodo per 169 milioni di euro. Con riferimento al risultato della gestione del rischio *commodity* dei primi nove mesi del 2009, i citati proventi netti, pari a 458 milioni di euro, sono relativi per 556 milioni di euro ai proventi netti sulla variazione di *fair value* parzialmente compensati per 98 milioni di euro dagli oneri netti realizzati nel periodo.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel terzo trimestre 2009 sono in crescita di 208 milioni di euro (+19,0%), mentre nei primi nove del 2009 aumentano di 273 milioni di euro (+8,1%). La variazione risente sostanzialmente dei maggiori ammortamenti sulle attività materiali e immateriali (+220 milioni di euro su base trimestrale, +407 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009), sostanzialmente a seguito della variazione nel metodo di consolidamento di Endesa nonché della ridefinizione per la stessa società nel primo semestre del 2009 del perimetro delle attività rinnovabili destinate a essere cedute ad Acciona. I primi nove mesi del 2008 includono l'adeguamento (168 milioni di euro) delle attività nette del Gruppo Viesgo, ceduto a E.ON, al valore stimato delle stesse in base alla valutazione effettuata dalle banche di investimento alla fine del primo trimestre 2008.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2009 si attesta a 3.244 milioni di euro, con una crescita di 433 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (+15,4%) e nei primi nove mesi del 2009 ammonta a 8.823 milioni di euro, in aumento di 985 milioni di euro (+12,6%).

Gli **oneri finanziari netti** nel terzo trimestre 2009 si decrementano di 28 milioni di euro (-3,4%) e nei primi nove mesi del 2009 risultano in riduzione di 1.249 milioni di euro (-55,4%). In particolare, la variazione dei proventi finanziari nei primi nove mesi del 2009 (+1.026 milioni di euro) si riferisce prevalentemente all'effetto positivo, pari a 970 milioni di euro, derivante dall'esercizio anticipato dell'opzione di vendita concessa ad Acciona sulla partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa. Il decremento degli oneri finanziari (-223 milioni di euro) risente sia della flessione dei tassi di interesse registrata nel corso dei primi nove mesi del 2009 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, dovuta al particolare contesto di crisi internazionale dei mercati finanziari, sia di una riduzione dell'indebitamento

finanziario medio di Enel, seppur accompagnata da un merito creditizio più sfavorevole.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel terzo trimestre 2009 è positiva per complessivi 9 milioni di euro, in calo di 13 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nei primi nove mesi del 2009 è pari a 30 milioni di euro, in calo di 19 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2008, che includono i risultati della valutazione con il metodo del patrimonio netto di Enel OGK-5 precedenti al suo consolidamento avvenuto a partire dalla fine del mese di maggio 2008.

Le **imposte** del terzo trimestre 2009 ammontano a 840 milioni di euro, mentre sono positive, per 259 milioni di euro, nel terzo trimestre del 2008. L'onere fiscale stimato per i primi nove mesi del 2009 è pari a 2.173 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 27,7% a fronte di un'incidenza dell'8,5% nei primi nove mesi del 2008. Tale andamento è da attribuire essenzialmente agli effetti derivanti dalla rilevazione, nei primi nove mesi del 2009, di maggiori proventi non rilevanti o parzialmente esenti ai fini fiscali nonché al beneficio netto derivante dall'adeguamento, avvenuto nel corso del secondo e terzo trimestre 2008, della fiscalità differita conseguente sia al riallineamento, con il pagamento di un'imposta sostitutiva, delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07), sia alla maggiorazione dell'aliquota IRES per le società operanti nel settore energetico e degli idrocarburi (decreto legge n. 112/08, convertito in legge n. 133/08).

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Attività non correnti – Euro 128.621 milioni

Le attività *materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2009 a 92.174 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 20.448 milioni di euro. Tale aumento è originato essenzialmente dal cambio del metodo di consolidamento di Endesa da proporzionale a integrale conseguente all'acquisizione del pieno controllo dopo l'acquisto del 25,01% del suo capitale (+17.626 milioni di euro), dagli investimenti del periodo, pari a 4.109 milioni euro, dagli effetti connessi al completamento nei primi nove mesi del 2009 del processo di *Purchase Price Allocation* del prezzo di acquisto di Enel OGK-5 e di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) per complessivi 891 milioni di euro, al netto degli ammortamenti e delle perdite di valore su tali attività pari a 3.392 milioni di euro. Il residuo aumento è da ricondurre sostanzialmente agli adeguamenti per differenze cambio del periodo nonché alla ridefinizione del perimetro delle attività rinnovabili di Endesa classificate come attività destinate alla vendita al 31 dicembre 2008 in relazione all'accordo del 20 febbraio 2009 e, più puntualmente, in ragione della cessione ad Acciona avvenuta per la quasi totalità di tali attività in data 25 giugno 2009. L'*avviamento*, pari a 19.921 milioni di euro, evidenzia una crescita di 3.882 milioni di euro. Tale aumento è da attribuire sostanzialmente alla rilevazione in via provvisoria nei primi nove mesi del 2009 del *goodwill* relativo all'acquisto del 25,01% di Endesa e della vendita sopra citata delle attività rinnovabili ad Acciona

per complessivi 4.052 milioni di euro. Inoltre, l'aumento riflette il *goodwill* rilevato in via provvisoria da Endesa sull'acquisizione del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland), società irlandese dove precedentemente era confluito il 20% degli asset di generazione di Electricity Supply Board (205 milioni di euro), nonché gli effetti netti derivanti da differenze cambio del periodo (90 milioni di euro). Nel corso dei primi nove mesi del 2009, e più precisamente già al 30 giugno 2009, si è inoltre concluso il processo di allocazione del prezzo di Enel OGK-5, Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia), Marcinelle Energie, Enel Erelis, Hydro Constructional e International Wind Parks of Crete; l'avviamento, ove rilevato, determinato in via residuale è da ritenersi pertanto iscritto in via definitiva. Relativamente ai *goodwill* emergenti dalle acquisizioni finalizzate nel corso dei primi nove mesi del 2009, i valori rilevati in tale voce sono invece da considerarsi in via provvisoria in attesa di completare le necessarie valutazioni per una loro migliore attribuzione alle attività acquisite e/o alle passività assunte.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 1.016 milioni di euro, in crescita di 619 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione riflette sostanzialmente la rilevazione per 271 milioni di euro della partecipazione detenuta in SeverEnergia classificata come società collegata a seguito della vendita a Gazprom, in data 23 settembre 2009 da parte di Enel e di Eni, del 51% del capitale della società con conseguente riduzione della partecipazione di Enel dal 40% al 19,6% e perdita del controllo congiunto. L'incremento del periodo riflette inoltre la rilevazione della partecipazione per 144 milioni di euro in Enel Rete Gas conseguente alla cessione al 30 settembre 2009 dell'80% del capitale della società finora posseduta al 99,88% e i cui valori già al 31 dicembre 2008 erano classificati tra le attività e le passività destinate alla vendita. Il restante incremento è da ricondurre essenzialmente agli effetti connessi al diverso metodo di consolidamento di Endesa da proporzionale a integrale per complessivi 107 milioni di euro.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 15.510 milioni di euro e includono:

Milioni di euro	al 30.09.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività per imposte anticipate	6.383	5.881	502
Attività finanziarie non correnti	6.516	4.338	2.178
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.909	1.360	549
Altri crediti a lungo termine	702	577	125
Totale	15.510	12.156	3.354

L'incremento del periodo, pari a 3.354 milioni di euro, è dovuto ai seguenti principali fenomeni:

- > incremento pari a 2.178 milioni di euro delle attività finanziarie non correnti, connesso per complessivi 2.622 milioni di euro alla crescita dei crediti finanziari e titoli a lungo termine, di cui 2.004 milioni di euro riferiti ai crediti finanziari per il *deficit* del sistema elettrico spagnolo (di cui 1.074 milioni di euro riconducibili al diverso metodo di consolidamento della società spagnola); tale crescita risulta parzialmente compensata dalla variazione negativa di *fair value* degli strumenti derivati per 549 milioni di euro;
- > crescita di 549 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio Settore

Elettrico e organismi assimilati, di cui 543 milioni di euro riferiti ai crediti a lungo termine vantati da Endesa relativamente ai rimborsi per maggiori oneri sostenuti dalla stessa per la produzione nell'area geografica extrapeninsulare. Tale ultima variazione è connessa per 604 milioni di euro alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa da proporzionale a integrale;

> aumento pari a 502 milioni di euro delle attività per imposte anticipate, essenzialmente per effetto del cambio del metodo di consolidamento di Endesa sopra citato.

Attività correnti – Euro 31.010 milioni

I *crediti commerciali*, pari a 13.872 milioni di euro, sono in crescita di 1.494 milioni di euro. Tale effetto è connesso principalmente ai maggiori crediti vantati da Endesa per 1.534 milioni di euro, che includono gli effetti connessi al consolidamento integrale della società a seguito dell'acquisto del 25,01% del capitale sociale della stessa.

Le *rimanenze* sono pari a 2.608 milioni di euro, in crescita di 426 milioni di euro, e si riferiscono principalmente al maggior valore delle giacenze di combustibili di Endesa.

Le *altre attività correnti*, pari a 10.155 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro	al 30.09.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività finanziarie correnti	3.777	3.255	522
Crediti tributari	2.351	1.239	1.112
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.618	1.850	768
Verso altri	1.409	1.628	(219)
Totale	10.155	7.972	2.183

La crescita del periodo, pari a 2.183 milioni di euro, è dovuta ai seguenti principali fenomeni:

- > incremento di 1.112 milioni di euro dei crediti tributari, relativo principalmente ai maggiori crediti per imposte sul reddito pari a 1.019 milioni di euro inclusivi delle imposte pagate nel periodo a titolo di acconto;
- > crescita per 768 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati, da attribuire in larga misura alla quota corrente dei crediti di Endesa relativi ai rimborsi dei maggiori oneri sostenuti dalla società per la produzione nell'area geografica extrapeninsulare;
- > aumento di 522 milioni di euro delle attività finanziarie correnti per effetto principalmente dei maggiori crediti finanziari a breve per complessivi 1.076 milioni di euro (di cui 276 milioni di euro relativi al cambio del metodo di consolidamento di Endesa), parzialmente compensati della contrazione delle attività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati per 478 milioni di euro.

Attività destinate alla vendita – Euro 568 milioni

Si riferiscono essenzialmente a talune attività detenute da Endesa in Grecia e in America Latina che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate alla vendita, nonché alle attività inerenti alle energie rinnovabili di Endesa, rientranti

Patrimonio netto del Gruppo – Euro 30.723 milioni

In attuazione della delega conferita ai sensi dell'art. 2443 del codice civile dall'Assemblea straordinaria degli Azionisti di Enel SpA del 29 aprile 2009, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato di aumentare il capitale sociale, in via scindibile, per un controvalore massimo di 8.000 milioni di euro, comprensivo di sovrapprezzo, mediante emissione a pagamento di 3.216.938.192 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione. Tali azioni sono state offerte in opzione a coloro che risultavano essere azionisti della Società alla data di inizio del periodo di sottoscrizione, al prezzo di 2,48 euro per azione, di cui 1,48 euro a titolo di sovrapprezzo, nel rapporto di n. 13 azioni di nuova emissione ogni n. 25 azioni possedute.

Durante il periodo di offerta, iniziato il 1° giugno 2009 e conclusosi il 19 giugno 2009, sono stati esercitati 6.160.693.425 diritti di opzione e quindi sottoscritte complessivamente 3.203.560.581 azioni ordinarie Enel di nuova emissione, pari a circa il 99,58% delle azioni offerte, per un controvalore pari a 7.945 milioni di euro. Al termine del periodo di offerta risultavano pertanto non esercitati n. 25.726.175 diritti di opzione, che davano diritto a sottoscrivere n. 13.377.611 azioni ordinarie di nuova emissione.

In data 26 giugno 2009 tutti i 25.726.175 diritti inoptati sono stati venduti all'asta al prezzo unitario di 0,51 euro per un ammontare pari a 13 milioni di euro e le relative n. 13.377.611 azioni ordinarie sono state emesse e sottoscritte il 3 luglio 2009 per complessivi 33 milioni di euro. Pertanto al 30 settembre 2009 il capitale sociale di Enel SpA, dando corso all'aumento di capitale e non essendo state esercitate nel corso dei primi nove mesi del 2009 opzioni riferite ai piani di *stock option*, risulta pari a 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

I costi di transazione sono pari a 189 milioni di euro e il correlato effetto fiscale ammonta a 52 milioni di euro.

La variazione dei primi nove mesi del 2009 del patrimonio netto del Gruppo risente inoltre della rilevazione dell'utile di competenza del periodo (4.711 milioni di euro), della distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2008 a seguito di quanto deliberato dall'Assemblea degli Azionisti in data 29 aprile 2009 (1.794 milioni di euro) nonché del risultato netto del periodo rilevato direttamente a patrimonio netto (negativo per 523 milioni di euro).

Passività non correnti – Euro 83.476 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 55.295 milioni di euro (51.045 milioni di euro al 31 dicembre 2008), è costituita da prestiti obbligazionari per 28.555 milioni di euro (20.248 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti in euro e altre valute per 26.740 milioni di euro (30.797 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I *fondi diversi e passività per imposte differite*, pari a 20.348 milioni di euro al 30 settembre 2009 (16.712 milioni di euro al 31 dicembre 2008), includono TFR e altri benefici ai dipendenti pari a 3.185 milioni di euro (2.910 milioni di euro al 31 dicembre 2008), fondi rischi e oneri pari a 7.898 milioni di euro (6.922 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e passività per imposte differite che ammontano a 9.265 milioni di euro (6.880 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le *altre passività non correnti*, pari a 7.833 milioni di euro, risultano in crescita di

1.289 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto principalmente delle maggiori passività operative differite dovute essenzialmente al cambio del metodo di consolidamento di Endesa per 1.423 milioni di euro, al netto delle minori passività finanziarie non correnti per 134 milioni di euro. Tale ultimo decremento risente dell'esercizio anticipato dell'opzione di vendita concessa ad Acciona nel contratto del 26 marzo 2007 sulle azioni detenute direttamente e indirettamente dalla stessa e corrispondenti al 25,01% del capitale di Endesa oggetto dell'operazione di acquisizione del 25 giugno 2009, per 970 milioni di euro, al netto delle maggiori passività connesse a strumenti derivati per 836 milioni di euro.

Passività correnti – Euro 34.422 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti di finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 2.806 milioni di euro, passando da 8.577 milioni di euro di fine 2008 a 11.383 milioni di euro al 30 settembre 2009; tale variazione tiene conto per 3.231 milioni di euro dell'incremento nelle emissioni di *commercial paper*. I *debiti commerciali*, pari a 9.309 milioni di euro, sono in diminuzione di 1.291 milioni di euro, essenzialmente per effetto dei minori debiti per acquisti di energia.

Le *altre passività correnti*, pari a 13.730 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro	al 30.09.2009	al 31.12.2008	Variazione
Debiti diversi verso clienti	1.653	1.539	114
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	3.414	2.655	759
Passività finanziarie correnti	1.946	2.454	(508)
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	404	557	(153)
Debiti tributari	4.161	2.956	1.205
Altri	2.152	1.482	670
Totale	13.730	11.643	2.087

La variazione del periodo, pari a 2.087 milioni di euro, è dovuta ai seguenti principali fenomeni:

- > aumento dei debiti tributari pari a 1.205 milioni di euro per effetto essenzialmente della stima delle imposte sul reddito corrente del periodo;
- > crescita pari a 759 milioni di euro dei debiti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati, relativa principalmente ai maggiori debiti sul mercato spagnolo.

Passività destinate alla vendita – Euro 131 milioni

Si riferiscono essenzialmente a talune attività detenute da Endesa in Grecia che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate alla vendita, nonché alle attività inerenti alle energie rinnovabili di Endesa, rientranti nell'accordo del 20 febbraio 2009, che non risultano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento degli *iter* autorizzativi.

Capitale investito netto e relativa copertura 87

Il *capitale investito netto* è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 30.09.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	92.174	71.726	20.448
- avviamento	19.921	16.039	3.882
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.016	397	619
- altre attività/(passività) non correnti nette	(4.219)	(3.160)	(1.059)
Totale	108.892	85.002	23.890
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	13.872	12.378	1.494
- rimanenze	2.608	2.182	426
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(796)	(805)	9
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.498)	(4.524)	(974)
- debiti commerciali	(9.309)	(10.600)	1.291
Totale	877	(1.369)	2.246
Capitale investito lordo	109.769	83.633	26.136
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.185)	(2.910)	(275)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(10.780)	(7.921)	(2.859)
Totale	(13.965)	(10.831)	(3.134)
Attività nette destinate alla vendita	437	3.460	(3.023)
Capitale investito netto	96.241	76.262	19.979
Patrimonio netto complessivo	42.170	26.295	15.875
Indebitamento finanziario netto	54.071	49.967	4.104

Il *capitale investito netto* al 30 settembre 2009 è pari a 96.241 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi per 42.170 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 54.071 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 settembre 2009, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,28 (1,90 al 31 dicembre 2008).

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 30.09.2009	al 31.12.2008	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	24.357	29.392	(5.035)
- obbligazioni	28.555	20.248	8.307
- <i>preference share</i>	1.460	973	487
- debiti verso altri finanziatori	923	432	491
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	55.295	51.045	4.250
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(5.513)	(2.891)	(2.622)
Indebitamento netto a lungo termine	49.782	48.154	1.628
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	918	590	328
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	37	14	23
- altri finanziamenti a breve verso banche	1.639	1.564	75
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	2.594	2.168	426
Obbligazioni (quota a breve)	1.248	2.364	(1.116)
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	472	156	316
<i>Commercial paper</i>	7.023	3.792	3.231
Altri debiti finanziari a breve termine	46	97	(51)
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	8.789	6.409	2.380
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(936)	(524)	(412)
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(278)	(367)	89
Altri crediti finanziari a breve termine	(1.447)	(694)	(753)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(4.433)	(5.179)	746
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	(7.094)	(6.764)	(330)
Indebitamento netto a breve termine	4.289	1.813	2.476
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	54.071	49.967	4.104
Indebitamento finanziario attività destinate alla vendita	58	795	(737)

L'indebitamento finanziario netto del Gruppo è pari a 54.071 milioni di euro al 30 settembre 2009, in aumento di 4.104 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. Tale incremento risente dell'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa per 9.627 milioni di euro (nonché degli effetti connessi al consolidamento integrale del debito di Endesa stessa), compensato dalla cessione di Enel Linee Alta Tensione a Terna per 1.152 milioni di euro, dalla finalizzazione dell'aumento di capitale di Enel SpA per complessivi 7.991 milioni di euro (tenuto conto dell'incasso dei diritti di opzione), dalla cessione di alcuni impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili di Endesa ad Acciona per un corrispettivo di 1.838 milioni di euro, dalla cessione a F2i e AXA Private Equity dell'80% di Enel Rete Gas per 516 milioni di euro e dalla cessione a Gazprom del 51% della partecipazione di Enel detenuta in SeverEnergia per 423 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra, tenuto conto dell'effetto del cambio del metodo di consolidamento di Endesa, un aumento di 1.628 milioni

di euro. Tale variazione è riferibile all'incremento del debito lordo a lungo termine di 4.250 milioni di euro e all'incremento dei crediti finanziari a lungo termine di 2.622 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari a lungo termine, pari a 24.357 milioni di euro, si riducono per 5.035 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, principalmente per effetto dei seguenti movimenti:

- > utilizzo per un valore nozionale di 8.000 milioni di euro (con effetto sull'indebitamento finanziario netto per 7.743 milioni di euro) del *Credit Agreement* 2009, destinato a finanziare l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa;
- > incremento dei finanziamenti bancari di Endesa nonché del relativo consolidamento integrale per complessivi 4.538 milioni di euro;
- > rimborsi obbligatori e volontari per complessivi 10.866 milioni di euro della *tranche* in scadenza nel 2010 della linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi euro;
- > rimborsi obbligatori del *Credit Facility* 2007 e 2009, a seguito della cessione da parte di Endesa degli asset ad Acciona e dell'emissione dei prestiti obbligazionari in capo a Enel Finance International, di cui 1.674 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012, 1.176 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014 e 535 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;
- > rimborso per 3.773 milioni di euro della linea di credito *revolving* sindacata per 5 miliardi di euro a cinque anni stipulata nel mese di novembre 2005.

Le obbligazioni, pari a 28.555 milioni di euro, si incrementano di 8.307 milioni di euro per effetto principalmente del consolidamento integrale del debito di Endesa e dell'emissione obbligazionaria multi-*tranche* lanciata il 10 settembre 2009, destinata a investitori istituzionali e denominata in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo di oltre 6,5 miliardi di euro, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*. L'operazione risulta così strutturata:

- > 1.500 milioni di euro a tasso fisso 4,00% con scadenza 2016;
- > 2.500 milioni di euro a tasso fisso 5,00% con scadenza 2022;
- > 850 milioni di sterline a tasso fisso 5,625% con scadenza 2024;
- > 1.400 milioni di sterline a tasso fisso 5,75% con scadenza 2040.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 4.289 milioni di euro al 30 settembre 2009, aumenta di 2.476 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, quale effetto di un aumento nei debiti bancari a breve termine per 426 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori per 2.380 milioni di euro e delle maggiori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 330 milioni di euro. I debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.789 milioni di euro, includono le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, Endesa Internacional BV, Endesa Capital SA ed Enel OGK-5, per 7.023 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.248 milioni di euro, delle quali circa 795 milioni di euro sono riferite ai prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo Endesa e circa 453 milioni di euro a prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA.

L'indebitamento finanziario netto relativo alle attività destinate alla vendita è pari al 30 settembre 2009 a 58 milioni di euro (795 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e si riferisce interamente alle attività di Endesa destinate a essere cedute. La variazione del periodo è connessa principalmente al deconsolidamento del debito associato a Enel Rete Gas.

Flussi finanziari

Il *cash flow da attività operativa* nei primi nove mesi del 2009 è positivo per 3.837 milioni di euro, in diminuzione di 2.004 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due periodi di riferimento è stato solo in parte bilanciato dal miglioramento del margine operativo lordo.

Il *cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento* nei primi nove mesi del 2009 ha assorbito liquidità per 10.407 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2008 aveva generato liquidità per complessivi 687 milioni di euro. In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 4.264 milioni di euro, sono in calo di 542 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale riduzione è da attribuire sostanzialmente agli investimenti effettuati nei primi nove mesi del 2008 riferiti alle attività di generazione di Endesa e di Enel che hanno formato oggetto di cessione a E.ON nel mese di giugno 2008.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, pari a 9.408 milioni di euro, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti per 566 milioni di euro, si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa per un valore di 9.067 milioni di euro (considerato al netto di 560 milioni di euro di cassa alla data di acquisizione) nonché all'acquisto da parte di Endesa di KJWB (oggi Endesa Ireland), società irlandese dove è confluito il 20% degli asset di generazione di Electricity Supply Board (ESB) per un corrispettivo di 295 milioni di euro. Gli investimenti in imprese dei primi nove mesi del 2008, pari a 1.369 milioni di euro, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti pari a 499 milioni di euro, includevano essenzialmente gli effetti connessi all'acquisizione di Enel OGK-5 per 815 milioni di euro, l'acquisto del 64,4% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) per 334 milioni di euro e del 30% di alcuni progetti eolici in Grecia per 121 milioni di euro.

Nei primi nove mesi del 2009 le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese hanno generato un flusso di 3.249 milioni di euro, di cui 1.838 milioni di euro riferiti alla cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona e 1.152 milioni di euro connessi al perfezionamento della vendita a Terna dell'intero capitale sociale della società Enel Linee Alta Tensione (ELAT). Il flusso dei primi nove mesi del 2009 include altresì l'effetto connesso alla cessione a fine settembre 2009 dell'80% della partecipazione in Enel Rete Gas per 163 milioni di euro e quello relativo alla vendita a Gazprom, da parte di Enel e di Eni, del 51% del capitale di SeverEnergia per un ammontare di 96 milioni di euro. I primi nove mesi del 2008 includevano gli effetti riferiti alla cessione a E.ON di Endesa Europa per 5.880 milioni di euro, di Viesgo per 702 milioni di euro e del 51% di Hydro Dolomiti Enel per 333 milioni di euro.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha generato liquidità per complessivi 5.720 milioni di euro. Nei primi nove mesi del 2008 aveva assorbito liquidità per 3.161 milioni di euro. Il flusso del periodo in esame risente sostanzialmente degli effetti connessi all'aumento del capitale e delle riserve di Enel per un valore complessivo di 7.991 milioni di euro e tiene conto del fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi per 2.152 milioni di euro.

Nei primi nove mesi del 2009 il *cash flow* generato dall'attività finanziaria per 5.720 milioni di euro e dall'attività operativa per 3.837 milioni di euro ha consentito di fronteggiare il fabbisogno legato al *cash flow* da attività di investimento pari a 10.407 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2009 risultano pari a 4.440 milioni di euro a fronte di 5.211 milioni di euro di fine 2008. Tale diminuzione risente degli effetti positivi connessi alla variazione cambi pari a 79 milioni di euro.

Altre informazioni

Informativa sulle parti correlate

In quanto principale operatore, in Italia, nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato, azionista di riferimento del Gruppo. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Elettrici e Gestore del Mercato Elettrico (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore del Mercato Elettrico, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Elettrici i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende energia elettrica al Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 30.09.2009		Primi nove mesi 2009	
Acquirente Unico	201	1.124	5.296	966
GME	881	818	3.790	3.832
Terna	293	275	1.315	1.319
GSE	112	272	25	464
Eni	1	135	607	394
Poste Italiane	-	49	122	3
Altre	8	439	22	1
Totale	1.496	3.112	11.177	6.979

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 30 settembre 2009 e intrattenuti nel corso dei primi nove mesi del 2009.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 30.09.2009		Primi nove mesi 2009	
CESI	1	13	2	1
LaGeo	8	-	-	-
Enel Rete Gas ⁽¹⁾	25	33	-	-
SeverEnergia ⁽¹⁾	37	-	-	-
Società minori	22	3	3	12
Totale	93	49	5	13

(1) Consolidate con il metodo del patrimonio netto a seguito della perdita del controllo avvenuta nel terzo trimestre 2009.

Si ricorda infine che nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo Enel, sono state previste le condizioni per assicurare che eventuali operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Sotto il profilo della correttezza sostanziale, al fine di garantire l'equità delle condizioni pattuite in occasione di operazioni con parti correlate e qualora ciò sia richiesto dalla natura, dal valore o da altre caratteristiche della singola operazione, si prevede che il Consiglio di Amministrazione si avvalga dell'assistenza di esperti indipendenti per la valutazione dei beni oggetto della singola operazione stessa e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati.

Milioni di euro	
	al 30.09.2009
Garanzie prestate:	
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	2.447
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	48.488
- acquisti di combustibili	51.529
- forniture varie	4.190
- appalti	1.395
- altre tipologie	2.069
Totale	107.671
TOTALE	110.118

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 2.447 milioni di euro e si riferiscono per 674 milioni di euro agli impegni assunti nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione e i relativi canoni, per un periodo di sei anni e sei mesi a

decorrere dal mese di luglio 2004. Tali garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 settembre 2009 a 48.488 milioni di euro, di cui 20.455 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2009-2013, 9.776 milioni di euro relativi al periodo 2014-2018, 9.273 milioni di euro al periodo 2019-2023 e i rimanenti 8.984 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 30 settembre 2009 a 51.529 milioni di euro, di cui 19.747 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2009-2013, 20.258 milioni di euro relativi al periodo 2014-2018, 8.427 milioni di euro al periodo 2019-2023 e i rimanenti 3.097 milioni di euro con scadenza successiva.

Le forniture varie includono, per 297 milioni di euro, gli impegni assunti relativamente all'accordo di collaborazione siglato con EDF il 30 novembre 2007 per la costruzione dell'impianto nucleare di Flamanville. Tale ammontare rappresenta la partecipazione di Enel, nella misura del 12,5%, alle spese di costruzione dell'impianto, il cui avvio si prevede per il 2012.

Passività e attività potenziali

Rispetto alla Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2009, cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali:

- > in relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, la Corte di Cassazione, con tre distinte ordinanze (n. 17282, 17283 e 17284) del 23 luglio 2009, ha escluso tassativamente la responsabilità di Enel Distribuzione, accogliendone i ricorsi e rigettando le domande dei clienti;
- > la Direzione Antitrust spagnola ha avviato un procedimento nei confronti di alcune imprese di distribuzione (Endesa, Iberdrola, Hidrocantabrico, Unión Fenosa ed E.ON) per una possibile violazione dell'art. 1 della legge n. 15/2007, consistente in un accordo collusivo che, secondo l'Autorità garante della concorrenza, sarebbe stato progettato per impedire, restringere o falsare la concorrenza nel mercato interno per la fornitura di energia elettrica, ritardando il processo di cambiamento di fornitore;
- > Endesa Generación è attualmente impegnata in un procedimento arbitrale con un venditore di gas naturale liquefatto (GNL); qualora la richiesta del fornitore dovesse essere accolta, si originerebbero adeguamenti al prezzo per il GNL già consegnato, nonché un adeguamento del prezzo delle forniture future;
- > il 31 agosto 2009 il co-azionista di Endesa nella società portoghese TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA ha presentato una domanda di arbitrato per la presunta violazione dei patti parasociali. Il 10 settembre 2009 Endesa ha presentato una domanda riconvenzionale;
- > il 9 settembre 2009 il co-azionista di Endesa in Endesa Hellas ha presentato una domanda di arbitrato per la presunta violazione del patto tra gli azionisti e per chiedere l'acquisizione della partecipazione detenuta da Endesa in Endesa Hellas al prezzo di mercato scontato del 17%. Endesa ha presentato la sua difesa e la domanda riconvenzionale chiedendo l'acquisizione da parte del *partner* della propria partecipazione per 205 milioni di euro, ovvero l'acquisizione della partecipazione della controparte al valore di mercato scontato del 17%.

Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis, comma 2 del D.Lgs. 58/1998

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Luigi Ferraris dichiara, ai sensi dell'art. 154 bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2009 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Format editoriale e ideazione cover

Inarea Strategic Design - Roma

Consulenza editoriale e impaginazione

Sogester - Roma

Revisione testi

postScriptum - Roma

in copertina:

Foto Getty Images

Stampa

Varigrafica Alto Lazio - Nepi (Viterbo)

Finito di stampare

nel mese di gennaio 2010

su carta ecologica riciclata

Fedrigoni Symbol Freelife



Tiratura: 300 copie

Pubblicazione fuori commercio

A cura della Direzione Relazioni Esterne

Enel

Società per azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita, 137

Capitale sociale

Euro 6.186.419.603

(al 31 dicembre 2008) i.v.

Codice Fiscale e Registro Imprese

di Roma n. 00811720580

R.E.A. di Roma n. 756032

Partita IVA n. 00934061003



enel.it