



## Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2010



**I bilanci pubblicati da Enel:**

- > Bilancio consolidato
- > Relazione e bilancio di esercizio di Enel SpA  
al 31 dicembre
- > Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo
- > Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno
- > Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre
- > Bilancio di sostenibilità
- > Rapporto ambientale

---

# Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2010



# Indice

4	La struttura Enel
5	Premessa
12	Sintesi dei risultati
14	Fatti di rilievo del terzo trimestre 2010
16	Eventi successivi e prevedibile evoluzione della gestione
19	Aspetti normativi e tariffari
36	Sintesi della gestione
41	Risultati per area di attività
47	– Mercato
50	– Generazione ed Energy Management
54	– Ingegneria e Innovazione
56	– Infrastrutture e Reti
59	– Iberia e America Latina
64	– Internazionale
69	– Energie Rinnovabili
73	– Capogruppo, Servizi e Altre attività

## SITUAZIONE CONTABILE CONSOLIDATA

78	Conto economico consolidato sintetico
79	Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo
80	Situazione patrimoniale consolidata sintetica
81	Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato
82	Rendiconto finanziario consolidato sintetico
83	Gestione economica, patrimoniale e finanziaria
98	Altre informazioni
104	Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

# La struttura Enel

## Corporate 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  
SE Hydro Power  
Enel Stoccaggi  
Enel Longanesi Development  
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 Energie Muntenia  
Enel Energie  
Enel Productie  
Enel Romania  
Enel Servicii Comune  
RusEnergoSbyt  
Enel OGG-5  
Enel France  
Enelco  
Marcinelle Energie

### Energie Rinnovabili

Enel Green Power  
Enel.si  
Enel Latin America  
Enel Green Power España  
(già Endesa Cogeneración  
y Renovables)  
Enel Unión Fenosa Renovables  
Enel Green Power Romania  
(già Blue Line)  
Enel North America  
Enel Green Power Bulgaria  
Enel Green Power France  
(già Enel Erelis)  
Enel Green Power Hellas <sup>(1)</sup>  
Enel Green Power & Sharp Solar  
Energy  
3Sun

### Servizi e Altre attività

Enel Servizi <sup>(2)</sup>  
Enelpower  
Enel.NewHydro  
Enel.Factor  
Enel.Re

<sup>1)</sup> Include nel 2010 i dati di International Wind Parks of Thrace, International Wind Power, Wind Parks of Thrace, Hydro Constructional, International Wind Parks of Crete, International Wind Parks of Rhodes, International Wind Parks of Achaia e Giafkos Hydroelectric Station.

<sup>(2)</sup> Include nel 2010 i dati di Sfera.

# Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2010 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).

## Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili e i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2010, non sottoposto a revisione contabile, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Nel presente Resoconto sono stati inoltre applicati i principi contabili internazionali e le interpretazioni la cui prima adozione è avvenuta al 1° gennaio 2010. In particolare, tra tali principi e interpretazioni per i quali si rimanda, per una più ampia trattazione, al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, nel seguito si riepilogano quelli che assumono particolare rilevanza per il Gruppo.

> "Revisione dello IAS 27 - Bilancio consolidato e separato". Il nuovo *standard* dispone che nel bilancio consolidato, in caso di cessione di una quota partecipativa nel capitale di una società controllata, senza che vi sia perdita di controllo, i relativi effetti contabili siano rilevati nel patrimonio netto. Analogo trattamento è richiesto in caso di acquisizione di un'ulteriore quota di capitale di una società già controllata. In caso di cessione di quote di controllo, invece, si pone l'obbligo di misurare l'eventuale interessenza residua al relativo *fair value* alla data in cui il controllo è ceduto, rilevando gli impatti contabili a conto economico.

L'applicazione di tale principio non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

> "Modifiche allo IAS 39 - Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione - Elementi qualificabili per la copertura". Con tale integrazione al vigente IAS 39 lo IASB chiarisce le condizioni per cui taluni strumenti finanziari/non finanziari possono essere considerati come elementi coperti ("*hedged item*") in una relazione di copertura. Precisa, in proposito, che una società possa coprire anche solo una tipologia di variazione nel *cash flow* o nel *fair value* di un elemento coperto (ossia che il prezzo di una *commodity* oggetto di copertura

subisca incrementi oltre un prezzo prefissato), c.d. *"one-sided risk"*.

A tal proposito, lo IASB chiarisce, inoltre, che un'opzione acquistata designata come di copertura in una *one-sided risk hedge relationship* è perfettamente efficace solo se il rischio coperto è rappresentato esclusivamente dalla variazione dell'*intrinsic value* dello strumento di copertura e non anche del suo *time value*.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

- > "Modifiche all'IFRS 2 - Pagamenti basati su azioni". Tali modifiche hanno l'obiettivo di:
  - chiarire l'ambito di applicazione del principio stesso, inglobando nel testo quanto già indicato nell'IFRIC 8 "Ambito di applicazione dell'IFRS 2";
  - fornire linee guida per classificare i pagamenti basati su azioni nel bilancio consolidato e nel bilancio separato/individuale delle società coinvolte;
  - definire il trattamento contabile per le operazioni con pagamento basato su azioni regolate tramite strumenti rappresentativi di capitale (c.d. *"equity settled"*) che coinvolgono più società di un gruppo, inglobando e ampliando quanto indicato nell'IFRIC 11 "IFRS 2 - Operazioni con azioni proprie e del Gruppo";
  - definire il trattamento contabile per le operazioni con pagamento basato su azioni regolate per cassa (c.d. *"cash settled"*) che coinvolgono più società di un Gruppo, fattispecie non disciplinata dall'IFRIC 11.

L'applicazione, su base retroattiva, delle predette modifiche – che hanno sostituito le interpretazioni IFRIC 8 e IFRIC 11 – non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

- > "Revisione dell'IFRS 3 - Aggregazioni aziendali". Il nuovo principio introduce modifiche significative alla metodologia di contabilizzazione delle operazioni di aggregazione aziendale. Le previsioni più importanti riguardano:
  - l'obbligo di rilevazione a conto economico delle variazioni di corrispettivo riconosciute successivamente dall'acquirente, nonché dei costi di transazione dell'operazione di aggregazione;
  - la possibilità di optare, con riferimento alla metodologia di rilevazione iniziale dell'avviamento, per il criterio del c.d. *"full goodwill"* ovvero del *partial goodwill*;
  - l'obbligo, nel caso di acquisto di ulteriori quote partecipative successivamente all'acquisizione del controllo, di rilevazione della differenza tra il prezzo d'acquisto e la corrispondente quota di patrimonio netto contabile, a rettifica del patrimonio netto;
  - l'obbligo di rilevazione a conto economico degli effetti derivanti dalla valutazione al *fair value*, alla data di acquisizione del controllo, delle interessenze precedentemente detenute nei casi di aggregazioni aziendali realizzate in più fasi.

L'applicazione, su base prospettica, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

- > "IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione". L'interpretazione, applicata retroattivamente, dispone che, in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nelle attività finanziarie, a seconda se – rispettivamente – il concessionario abbia diritto ad addebitare il cliente finale per il servizio fornito, e/o abbia diritto a ricevere un corrispettivo predeterminato dall'ente pubblico concedente. La nuova interpretazione si applica sia alle infrastrutture che il concessionario realizza o



acquista da un terzo ai fini dell'accordo di servizio, sia a quelle esistenti alle quali il concedente dà accesso al concessionario ai fini dell'accordo di servizio. In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato se il concedente:

- controlla o regolamenta quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo;
- controlla, tramite la proprietà o in altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Sulla base delle analisi effettuate, con riferimento alla concessione del servizio di distribuzione di energia elettrica esercita in Italia, le condizioni applicative previste dalla nuova interpretazione non risultano sussistere, disponendo il concessionario del pieno controllo, così come definito dall'IFRIC 12. Tuttavia, le nuove disposizioni sono risultate applicabili alle infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione delle società operanti in Brasile.

L'applicazione della predetta modifica ha comportato una coerente riclassifica sui dati patrimoniali comparativi al 31 dicembre 2009.

> "IFRIC 15 - Accordi per la costruzione di immobili". Tale interpretazione precisa i criteri di rilevazione contabile dei ricavi e dei costi derivanti dalla sottoscrizione di un contratto di costruzione di un immobile, chiarendo quando applicare le disposizioni previste dallo IAS 11 "Lavori su ordinazione" e dallo IAS 18 "Ricavi". Regola, altresì, il trattamento contabile da applicare ai ricavi derivanti dalle prestazioni di servizi aggiuntivi per l'immobile in costruzione. L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

> "IFRIC 16 - Coperture di un investimento netto in una gestione estera".

L'interpretazione si applica alle società che intendono coprire il rischio di cambio derivante da un "investimento netto in una gestione estera". Le principali disposizioni della sopra citata interpretazione sono di seguito riportate:

- può essere oggetto di copertura solo la differenza cambio tra la valuta funzionale (e non di presentazione) della gestione estera e quella della sua controllante (quest'ultima intesa a qualsiasi livello, ultimo o intermedio);
- con riferimento al bilancio consolidato, il rischio di cambio connesso all'investimento netto in una gestione estera può essere designato come coperto una volta sola, anche se più di una società del Gruppo ha coperto la propria esposizione;
- lo strumento di copertura può essere detenuto da qualsiasi società del Gruppo (esclusa quella coperta);
- in caso di dismissione della gestione estera, nel bilancio consolidato, l'importo riclassificato a conto economico dalla riserva di traduzione connessa allo strumento di copertura è pari all'ammontare di utili/perdite equivalenti alla porzione efficace dello strumento di copertura.

L'applicazione, su base prospettica, di tale interpretazione non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

> "IFRIC 17 - Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide". L'interpretazione chiarisce le modalità di rilevazione contabile dei dividendi erogati in beni, diversi dal denaro, ai possessori di capitale. In particolare:

- i dividendi devono essere rilevati quando deliberati;
- la società deve valutare i dividendi al *fair value* dell'attività netta da erogare;
- la società deve registrare la differenza tra valore di libro e *fair value* a conto economico.

L'applicazione, su base prospettica, di tale interpretazione non ha comportato impatti nel presente Resoconto.

> "IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela". L'interpretazione chiarisce le modalità di rilevazione e valutazione di immobili, impianti o macchinari ricevuti dai propri clienti, ovvero di liquidità destinate alla realizzazione degli stessi, da utilizzare per collegare il cliente a un determinato *network* e/o garantire a questi l'accesso continuo e duraturo alla fornitura di determinati servizi. In particolare, l'interpretazione chiarisce che, qualora siano soddisfatte tutte le condizioni previste dagli *standard* contabili internazionali per la rilevazione iniziale di un'attività, i predetti *asset* ricevuti devono essere rilevati contabilmente al relativo *fair value*. In merito alle modalità di rilevazione dei corrispondenti ricavi, qualora l'accordo preveda solamente l'obbligo di connessione del cliente al *network*, il relativo ricavo dovrà essere rilevato al momento della connessione alla rete; diversamente, qualora debba essere fornita al cliente una pluralità di servizi, la rilevazione dei relativi ricavi dovrà essere effettuata in funzione dell'erogazione di ciascuno dei servizi pattuiti, ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'*asset*. Tale interpretazione è stata applicata, a partire dal 1° gennaio 2010, alle transazioni effettuate dal 1° luglio 2009 e ha, pertanto, comportato effetti sui risultati economici del terzo trimestre 2009, presentati ai fini comparativi nel presente Resoconto intermedio di gestione, mentre ha comportato la rilevazione di maggiori ricavi nei primi nove mesi del 2010 per 360 milioni di euro, nonché la rideterminazione del patrimonio netto al 31 dicembre 2009 in misura dei contributi ricevuti nel secondo semestre 2009, al netto del relativo effetto fiscale.

## Indicatori alternativi di *performance*

Nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2010, 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 possedute per la vendita* sono definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".
- > Il *capitale investito netto* è definito quale somma delle "Attività correnti", delle "Attività non correnti" e delle "Attività nette possedute per la vendita", al netto delle "Passività correnti" e delle "Passività non correnti", escludendo le voci precedentemente considerate nella definizione di indebitamento finanziario netto.

## Rideterminazione dei dati di Stato patrimoniale al 31 dicembre 2009 e di Conto economico dei primi nove mesi e del terzo trimestre del 2009

Le modifiche intervenute ai criteri di contabilizzazione riferite a talune attività relative a servizi effettuati in regime di concessione (IFRIC 12) e alle cessioni di attività da parte della clientela (IFRIC 18) hanno comportato la rideterminazione delle voci patrimoniali relative, incluse nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, e delle voci economiche relative, incluse nel Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2009, presentate, ai soli fini comparativi, nel presente Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2010.

In particolare, l'applicazione retrospettica delle interpretazioni contenute nell'IFRIC 12 ha prodotto coerenti riclassifiche nello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2009, mentre l'applicazione prospettica, a partire dalla data del 1° luglio 2009, delle disposizioni contenute nell'IFRIC 18 ha comportato la rideterminazione di talune voci dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2009 e del Conto economico consolidato dei primi nove mesi e del terzo trimestre del 2009.

Inoltre, i dati di Stato patrimoniale presentati nel Bilancio consolidato 2009 e quelli economici presentati nel Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2009 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti derivanti dalla rilevazione in via definitiva, avvenuta nel corso del primo semestre 2010 entro i termini previsti dall'IFRS 3, del *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte con l'acquisizione dell'ulteriore quota del 25,01% del capitale sociale di Endesa (avvenuta in data 25 giugno 2009).

Nella tabella seguente sono riportate le variazioni agli schemi di Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2009, evidenziando le differenze in base alla motivazione che le ha originate.

Milioni di euro		PPA Endesa	Applicazione IFRIC 12	Applicazione IFRIC 18	
	al 31.12.2009				<b>al 31.12.2009</b>
					<i>restated</i>
<b>Attività non correnti</b>					
- Attività materiali e immateriali	94.426	2.456	(325)	-	96.557
- Avviamento	19.372	(327)	-	-	19.045
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.029	-	-	-	1.029
- Altre attività non correnti	16.168	-	70	-	16.238
<b>Totale</b>	<b>130.995</b>	<b>2.129</b>	<b>(255)</b>	<b>-</b>	<b>132.869</b>
<b>Attività correnti</b>					
- Crediti commerciali	13.010	-	-	-	13.010
- Rimanenze	2.500	-	-	-	2.500
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.170	-	-	-	4.170
- Altre attività correnti	9.210	-	-	-	9.210
<b>Totale</b>	<b>28.890</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>28.890</b>
<b>Attività possedute per la vendita</b>	<b>572</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>572</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>160.457</b>	<b>2.129</b>	<b>(255)</b>	<b>-</b>	<b>162.331</b>
<b>Patrimonio netto</b>					
- Patrimonio netto del Gruppo	32.505	556	(9)	216	33.268
- Patrimonio netto di terzi	11.848	805	(8)	20	12.665
<b>Totale</b>	<b>44.353</b>	<b>1.361</b>	<b>(17)</b>	<b>236</b>	<b>45.933</b>
<b>Passività non correnti</b>					
- Finanziamenti a lungo termine	55.850	-	-	-	55.850
- Fondi diversi e passività per imposte differite	22.201	768	3	91	23.063
- Altre passività non correnti	4.793	-	(243)	(327)	4.223
<b>Totale</b>	<b>82.844</b>	<b>768</b>	<b>(240)</b>	<b>(236)</b>	<b>83.136</b>
<b>Passività correnti</b>					
- Finanziamenti a breve termine e quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	10.451	-	-	-	10.451
- Debiti commerciali	11.174	-	-	-	11.174
- Altre passività correnti	11.411	-	2	-	11.413
<b>Totale</b>	<b>33.036</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>33.038</b>
<b>Passività possedute per la vendita</b>	<b>224</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>224</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>116.104</b>	<b>768</b>	<b>(238)</b>	<b>(236)</b>	<b>116.398</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>160.457</b>	<b>2.129</b>	<b>(255)</b>	<b>-</b>	<b>162.331</b>

Nella tabella seguente sono riportate le variazioni allo schema di Conto economico consolidato dei primi nove mesi e del terzo trimestre del 2009, evidenziando le differenze in base alla motivazione che le ha originate.

3° trimestre 2009	PPA Endesa	Applicaz. IFRIC 18	3° trimestre 2009	Milioni di euro	Primi nove mesi del 2009	Applicaz. IFRIC 18	PPA Endesa	Primi nove mesi del 2009
<i>restated</i>								<i>restated</i>
<b>17.339</b>	-	<b>109</b>	<b>17.230</b>	<b>Totale ricavi</b>	<b>45.687</b>	<b>109</b>	-	<b>45.796</b>
<b>13.554</b>	-	-	<b>13.554</b>	<b>Totale costi</b>	<b>33.659</b>	-	-	<b>33.659</b>
<b>871</b>	-	-	<b>871</b>	<b>Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity</b>	<b>458</b>	-	-	<b>458</b>
<b>4.656</b>	-	<b>109</b>	<b>4.547</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>12.486</b>	<b>109</b>	-	<b>12.595</b>
1.328	25	-	1.303	Ammortamenti e perdite di valore	3.663	-	25	3.688
<b>3.328</b>	<b>(25)</b>	<b>109</b>	<b>3.244</b>	<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>8.823</b>	<b>109</b>	<b>(25)</b>	<b>8.907</b>
409	-	-	409	Proventi finanziari	2.550	-	-	2.550
1.206	-	-	1.206	Oneri finanziari	3.556	-	-	3.556
<b>(797)</b>	-	-	<b>(797)</b>	<b>Totale proventi/(oneri) finanziari</b>	<b>(1.006)</b>	-	-	<b>(1.006)</b>
9	-	-	9	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	30	-	-	30
<b>2.540</b>	<b>(25)</b>	<b>109</b>	<b>2.456</b>	<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>7.847</b>	<b>109</b>	<b>(25)</b>	<b>7.931</b>
862	(8)	30	840	Imposte	2.173	30	(8)	2.195
<b>1.678</b>	<b>(17)</b>	<b>79</b>	<b>1.616</b>	<b>RISULTATO CONTINUING OPERATIONS</b>	<b>5.674</b>	<b>79</b>	<b>(17)</b>	<b>5.736</b>
(69)	-	-	(69)	Risultato <i>discontinued operations</i>	(153)	-	-	(153)
<b>1.609</b>	<b>(17)</b>	<b>79</b>	<b>1.547</b>	<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)</b>	<b>5.521</b>	<b>79</b>	<b>(17)</b>	<b>5.583</b>
375	(1)	16	360	Quota di pertinenza di terzi	810	16	(1)	825
1.234	(16)	63	1.187	Quota di pertinenza del Gruppo	4.711	63	(16)	4.758

# Sintesi dei risultati

## Dati di sintesi

3° trimestre			Primi nove mesi	
2010	2009		2010	2009
<b>Dati economici (milioni di euro)</b>				
18.170	17.339	Ricavi	52.972	45.796
4.387	4.656	Margine operativo lordo	13.265	12.595
2.846	3.328	Risultato operativo	8.929	8.907
1.353	1.609	Risultato netto del Gruppo e di terzi	4.406	5.583
1.024	1.234	Risultato netto del Gruppo	3.449	4.758
<b>Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)</b>				
		Capitale investito netto	99.870	96.803 <sup>(1)</sup>
		Indebitamento finanziario netto	50.903	50.870 <sup>(1)</sup>
		Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	48.967	45.933 <sup>(1)</sup>
		Cash flow da attività operativa	5.121	3.837
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.025	4.109
<b>Dati per azione (euro)</b>				
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	0,37	0,51
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo	3,73	3,54 <sup>(1)</sup>
<b>Dati operativi</b>				
76,0	73,4	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	216,9	195,8
109,6	107,8	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	322,2	287,7
79,0	81,2	Energia venduta da Enel (TWh) <sup>(2)</sup>	229,1	210,8
1,6	1,7	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m <sup>3</sup> )	6,9	5,8
		Dipendenti alla fine del periodo (n.) <sup>(3)</sup>	79.868	81.208 <sup>(1)</sup>
<b>Indicatori di mercato</b>				
		Prezzo medio del greggio Brent (dollari/bbl)	77,9	58,2
		Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) <sup>(4)</sup>	467,1	340,9
		Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) <sup>(5)</sup>	86,2	68,4
		Prezzo medio del gas (Gbpence/therm) <sup>(6)</sup>	39,8	32,5
		Cambio medio dollaro USA per euro	1,315	1,366
		Euribor a sei mesi (media del periodo)	1,03%	1,57%

(1) Riferiti al 31 dicembre 2009.

(2) Escluse cessioni ai rivenditori.

(3) Include 2.395 unità al 30 settembre 2010 (1.330 unità al 31 dicembre 2009) riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Indice Platt's CIF Med.

(5) Indice API #2.

(6) Indice Belgium Zeebrugge.

I ricavi dei primi nove mesi del 2010 ammontano a 52.972 milioni di euro, con un incremento di 7.176 milioni di euro (+15,7%) rispetto al medesimo periodo del 2009. La variazione positiva è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica all'estero relativi alla Divisione Iberia e America Latina, che beneficia del diverso metodo di consolidamento di Endesa (da proporzionale a integrale) applicato a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01% nel capitale della società spagnola, nonché ai maggiori ricavi della Divisione Internazionale con particolare riferimento alle attività di generazione e vendita di energia elettrica in Russia. Tali effetti positivi sono stati solo parzialmente compensati dai minori ricavi da vendita di energia elettrica in Italia, per effetto principalmente delle minori quantità vendute, nonché dalle minori plusvalenze da cessione di attività, che nel 2009 includevano i risultati positivi derivanti dalle cessioni di Enel Linee Alta Tensione (297 milioni di euro) e del 51% della quota azionaria precedentemente detenuta in SeverEnergia a seguito dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom (68 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo* dei primi nove mesi del 2010, pari a 13.265 milioni di euro, si incrementa di 670 milioni di euro (+5,3%). La crescita risente essenzialmente degli effetti connessi al citato cambio del metodo di consolidamento di Endesa, nonché del miglioramento del margine da vendita e trasporto di energia elettrica sul mercato iberico; tale variazione è in parte compensata dal minor margine realizzato nei mercati domestici e dalle citate minori plusvalenze rilevate.

Il *risultato operativo* dei primi nove mesi del 2010 ammonta a 8.929 milioni di euro, con un andamento sostanzialmente in linea con l'analogo periodo del 2009 (8.907 milioni di euro).

Il *risultato netto del Gruppo* dei primi nove mesi del 2010 ammonta a 3.449 milioni di euro rispetto ai 4.758 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-27,5%). In particolare, i risultati positivi della gestione operativa del Gruppo sono stati più che compensati dai maggiori oneri finanziari netti, il cui andamento è conseguente sia al citato diverso metodo di consolidamento di Endesa sia alla flessione dei proventi finanziari che beneficiavano, nello stesso periodo del 2009, della rilevazione del provento, pari a 970 milioni di euro, derivante dall'esercizio anticipato della *put option* concessa da Enel ad Acciona sul 25,01% delle azioni di Endesa.

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 590 milioni di euro al 30 settembre 2010 (63 milioni di euro al 31 dicembre 2009), si attesta a 50.903 milioni di euro, in aumento di 33 milioni di euro rispetto ai 50.870 milioni di euro del 31 dicembre 2009.

Il *personale* del Gruppo Enel al 30 settembre 2010 è pari a 79.868 dipendenti (81.208 al 31 dicembre 2009). La variazione è relativa a una riduzione delle consistenze (-1.313 unità) come saldo tra le assunzioni e le cessazioni e al diverso perimetro di consolidamento (-27 unità). Al 30 settembre 2010 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 41.717.

# Fatti di rilievo del terzo trimestre 2010

## Cessione di Endesa Hellas

Il 1° luglio 2010 Endesa ha finalizzato la vendita a Mytilineos del 50,01% del capitale di Endesa Hellas per un corrispettivo di 136 milioni di euro; nell'ambito della stessa operazione Enel Green Power ha acquisito da Endesa Hellas, per un corrispettivo di 20 milioni di euro, alcuni impianti da fonti rinnovabili in Grecia, sia in servizio (per complessivi 8,80 MW, di cui 2,80 MW mini-idraulici e 6 MW eolici) sia in fase di costruzione (per complessivi 6,35 MW, interamente mini-idraulici).

## Accordo Endesa-REE per la cessione delle reti elettriche di trasmissione

Il 1° luglio 2010 Endesa ha raggiunto un accordo con Red Eléctrica de España (REE) relativo alla cessione a una società controllata da REE delle reti di trasmissione di energia elettrica di cui risulta titolare Endesa Distribución Eléctrica SL, società a sua volta interamente posseduta da Endesa. Tale cessione avviene in conformità con quanto disposto dalla legge n. 17/07, che individua REE come unico soggetto destinato a svolgere le attività di trasmissione. L'accordo, che ha per oggetto sia asset in servizio sia asset in fase di costruzione (che entreranno in servizio nel corso del 2010) e la cui efficacia è subordinata all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative, prevede un corrispettivo di circa 1,4 miliardi di euro, di cui 1 già incassato a titolo di acconto.

## Accordo con Gas Natural per la suddivisione degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables

In data 30 luglio 2010 Enel Green Power e la sua controllata Enel Green Power España (EGPE) hanno sottoscritto un accordo con la società Gas Natural per la suddivisione degli asset facenti capo a Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), una *joint venture* paritetica tra EGPE e Gas Natural Fenosa. Obiettivo dell'operazione è di consentire a ciascuna delle parti di perseguire in maniera più efficace la propria strategia sul mercato iberico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'accordo è soggetto ad alcune condizioni sospensive il cui verificarsi è previsto



entro la fine dell'anno e, tra queste, all'approvazione da parte delle competenti autorità (regolatoria e *antitrust*); tali condizioni si considereranno non avverate qualora non siano soddisfatte entro il 31 gennaio 2011. In attesa che le condizioni si verifichino, gli *asset* di EUFER sono stati suddivisi in due gruppi ben bilanciati (Lotto A e Lotto B): il Lotto A sarà mantenuto dal Gruppo Enel, che possiederà interamente EUFER, e il Lotto B sarà ceduto a Gas Natural Fenosa. Conseguentemente, le attività e le passività associate al Lotto B sono state coerentemente classificate, nella situazione patrimoniale al 30 settembre 2010, rispettivamente come "Attività possedute per la vendita" e "Passività possedute per la vendita" in quanto rispondenti ai requisiti previsti dal principio contabile di riferimento IFRS 5.

## Accordo per la cessione delle reti di trasporto e distribuzione del gas di Endesa

Il 24 settembre 2010 Endesa, nell'ambito del progetto di valorizzazione delle proprie attività nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna, ha raggiunto un accordo per la cessione di una partecipazione di controllo dell'80% del capitale della controllata Endesa Gas, società operante nel settore della distribuzione di gas, a due fondi infrastrutturali gestiti da Goldman Sachs, riservandosi la possibilità di riacquistare tale partecipazione in caso di esercizio di una specifica opzione *call* tra il quinto e il settimo anno dalla conclusione dell'operazione. Endesa manterrà comunque una presenza nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna attraverso la residua partecipazione del 20% in Endesa Gas, cui continuerà a prestare alcuni servizi di supporto. Le attività di cui Endesa Gas risulta titolare sono costituite da circa 3.800 chilometri di reti di distribuzione, 600 chilometri di reti di trasporto e 355.000 punti di consegna con un consumo annuo pari a 7.500 GWh. Endesa stima di poter finalizzare l'operazione entro la fine del 2010, una volta ottenute le necessarie autorizzazioni amministrative.

## Acconto sul dividendo 2010

Il 29 settembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il prospetto contabile di Enel SpA al 30 giugno 2010 e la relazione da cui risulta che la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo consente la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2010 pari a 0,10 euro per azione. L'acconto sul dividendo, al lordo delle eventuali ritenute di legge, sarà posto in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2010, previo stacco cedola in data 22 novembre 2010.

# Eventi successivi e prevedibile evoluzione della gestione

## Eventi successivi

### Offerta pubblica di vendita di azioni di Enel Green Power

Il 13 ottobre 2010 Enel Green Power SpA (EGP) ha ricevuto dalla CONSOB l'autorizzazione alla pubblicazione del prospetto informativo relativo all'offerta pubblica di vendita e alla quotazione delle proprie azioni. Tale autorizzazione fa seguito al provvedimento, rilasciato lo scorso 11 ottobre da Borsa Italiana, di avvenuta ammissione a quotazione delle azioni di EGP sul Mercato Telematico Azionario (MTA). Per poter effettuare l'offerta pubblica di vendita anche in Spagna – in relazione alla prevista quotazione delle azioni di EGP su mercati regolamentati spagnoli – EGP ed Enel hanno inoltre richiesto alla CONSOB di trasmettere alla *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (CNMV) il certificato di approvazione attestante che il prospetto informativo è stato redatto in conformità alle disposizioni della direttiva 2003/71/CE.

Successivamente, il 15 ottobre 2010, al fine di consentire la raccolta delle manifestazioni di interesse da parte degli investitori istituzionali nell'ambito della citata offerta, Enel ha informato di avere individuato l'intervallo di valorizzazione indicativa (c.d. "forchetta di prezzo") del capitale economico di EGP; tale forchetta di prezzo è stata fissata tra un minimo di 9 miliardi di euro e un massimo di 10,5 miliardi di euro (pari a un minimo non vincolante di 1,80 euro per azione e a un massimo vincolante di 2,10 euro per azione, quest'ultimo pari al prezzo massimo di collocamento).

In data 28 ottobre Enel, fermo restando l'intervallo di valorizzazione indicativa sopra citato, ha reso pubblica l'intenzione di considerare manifestazioni d'interesse a partire da 1,60 euro per azione al fine di consentire la migliore valorizzazione di un asset di rilievo quale EGP.

Il 30 ottobre 2010 Enel, sentiti i *Joint Global Coordinator* e *Joint Bookrunner*, ha fissato il prezzo definitivo di offerta in misura pari a euro 1,60 per azione. Tale prezzo definitivo – che risulta identico sia per l'offerta pubblica sia per l'offerta istituzionale – è stato individuato tenendo conto, tra l'altro, delle condizioni dei mercati finanziari in Italia e all'estero, della quantità e della qualità delle manifestazioni di interesse ricevute dagli investitori istituzionali e della quantità della domanda ricevuta nell'ambito dell'offerta pubblica.

L'offerta ha generato una domanda complessiva lorda di circa 1.780 milioni di titoli (di cui 1.260 milioni di titoli dal mercato *retail* in Italia e Spagna e circa 520 milioni di azioni da investitori istituzionali) rispetto ai 1.415 milioni di azioni EGP oggetto dell'offerta globale di vendita, ai quali potranno aggiungersi ulteriori massime 210 milioni di azioni che i *Global Coordinator*, entro trenta giorni dall'avvio delle negoziazioni, potranno acquistare mediante esercizio di

un'apposita opzione loro riservata (c.d. "greenshoe"). All'esito della conclusione dell'offerta globale di vendita, a far data dal 4 novembre 2010 le azioni di EGP sono quotate sul mercato MTA di Borsa Italiana e sui mercati regolamentati spagnoli.

### **Memorandum d'intesa per lo sviluppo delle tecnologie per la rete intelligente in Russia**

In data 14 ottobre 2010 Enel e IDGC Holding hanno siglato un *Memorandum* d'intesa finalizzato alla cooperazione e allo sviluppo nel settore delle tecnologie innovative per le reti intelligenti. Le due aziende lavoreranno a progetti congiunti collegati allo sviluppo e alla realizzazione di tali reti, tra cui i contatori intelligenti, in Russia. Le due società stanno inoltre valutando varie opzioni di collaborazione nella gestione degli asset, compresa la possibilità di costituire una società comune. Enel e IDGC Holding intendono anche perseguire lo scambio di migliori pratiche in materia di progettazione, sviluppo di una politica tecnica standardizzata, unificazione e attuazione delle norme di gestione della qualità.

Entro tre mesi dalla firma del *Memorandum*, Enel e IDGC Holding costituiranno un comitato per assicurare l'organizzazione e il coordinamento delle attività.

### **Accordo con la Tennessee Valley Authority**

Il 20 ottobre 2010 Enel Green Power e il suo *partner* di sviluppo TradeWind Energy hanno annunciato la stipula di un accordo tra il Caney River Wind Project e la Tennessee Valley Authority per l'acquisto della produzione annuale di energia generata dal parco eolico di 200 MW che sarà costruito e gestito da EGP a Elk County, Kansas.

### **Adeguamento dello Statuto alla nuova normativa sui diritti degli azionisti**

Il 21 ottobre 2010 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato alcune modifiche allo Statuto sociale al fine di adeguarne pienamente i contenuti alle novità introdotte dal decreto legislativo n. 27/2010 (che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2007/36/CE, intesa ad agevolare la partecipazione alle Assemblee da parte degli azionisti di società quotate). Le modifiche approvate completano un processo di adeguamento dello Statuto avviato in occasione dell'Assemblea straordinaria degli azionisti svoltasi in data 29 aprile 2010, la quale ha deliberato alcune modifiche statutarie di natura "facoltativa", la cui adozione è rimessa cioè dal decreto legislativo n. 27/2010 alla libera determinazione di ogni singola società quotata.

Tali modifiche statutarie adottate dal Consiglio di Amministrazione, analogamente a quelle deliberate dall'Assemblea straordinaria del 29 aprile 2010, troveranno applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione verrà pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

## Prevedibile evoluzione della gestione

Con la finalizzazione dell'offerta pubblica di acquisto di Enel Green Power, Enel conferma il rispetto delle tappe del percorso strategico intrapreso e in particolare la priorità della stabilità finanziaria del Gruppo.

Gli incassi derivanti da tale cessione e dalle altre operazioni di ottimizzazione del portafoglio programmate, unitamente ai programmi finalizzati al miglioramento del *cash flow* operativo, consentiranno di ridurre considerevolmente il livello di indebitamento del Gruppo.

Inoltre, il contributo di tutte le azioni e dei programmi avviati consentiranno di realizzare risultati in crescita rispetto all'esercizio precedente con un margine operativo lordo che si attesta oltre i *target* 2010 comunicati ai mercati lo scorso mese di marzo.

Enel proseguirà quindi i programmi volti ad affermare la propria *leadership* nei mercati di riferimento, potendo beneficiare di una diversificazione ottimale degli impianti e di una struttura di costi competitiva, nonché delle sinergie derivanti dalla sempre maggiore integrazione con Endesa.

# Aspetti normativi e tariffari

## Il pacchetto clima ed energia

Il 2 febbraio 2010 il Climate Change Committee ha approvato, a livello comunitario, la bozza di decisione relativa al finanziamento dei progetti in energie rinnovabili e di Cattura e Sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS) attraverso la vendita di 300 milioni di quote di emissione della Riserva destinata ai Nuovi Entranti per il periodo *post 2012* (fondo c.d. "NER-300"). La decisione prevede la conclusione della prima gara per l'aggiudicazione dei finanziamenti entro la fine del 2011. Nell'ambito della revisione del sistema europeo di *Emissions Trading System* (ETS) a partire dal 2013, il 14 luglio 2010 è stato approvato il Regolamento sul funzionamento delle aste di allocazione dei permessi di emissione. Tale provvedimento è attualmente in fase di scrutinio (della durata di tre mesi) da parte del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo prima della sua adozione formale. Infine, la Commissione Europea, con decisione del 9 luglio 2010, ha pubblicato l'ammontare complessivo dei permessi di emissione (EUA) per il 2013, ossia il primo anno della Fase 3 dell'ETS, coerentemente con l'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni al 2020. Il *cap* comunitario per il 2013 (come rivisto il 22 ottobre 2010, per tenere conto dei nuovi gas e settori inclusi nel perimetro ETS) è quindi pari a 2.039 milioni di EUA.

## Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è 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 ed è destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela.

Il 18 dicembre 2009 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico che disciplina le modalità di importazione del contratto pluriennale per l'anno 2010.

Il decreto ha confermato la riserva di capacità necessaria all'esecuzione del contratto e ha fissato il prezzo per il primo trimestre 2010 a 59,5 euro/MWh. È stata inoltre confermata la modalità di aggiornamento del prezzo, basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale), sulla base della quale i prezzi per il secondo e terzo trimestre 2010 sono stati rispettivamente pari a 66,49 euro/MWh e a 63,66 euro/MWh, mentre quello per il quarto trimestre 2010 ammonta a 73,02 euro/MWh.

## Certificati verdi

Il 9 febbraio 2010 il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha reso noto agli operatori il prezzo di offerta dei certificati verdi (CV) nella sua titolarità per l'anno 2010: 112,82 euro/MWh, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione dalla Finanziaria 2008, pari a 180 euro/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2009, definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera ARG/elt n. 10/09.

Inoltre, il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro garantito dei CV rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2007, 2008 e 2009 (a eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento) al prezzo di 88,91 euro/MWh. Esso corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del Gestore dei Mercati Energetici nel triennio 2007-2009.

La legge di conversione del decreto legge "Manovra Finanziaria", legge n. 122 del 30 luglio 2010, prevede all'art. 45 che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'esborso sostenuto dal GSE per il ritiro dei certificati verdi in scadenza sia inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010, prevedendo che almeno l'80% di tale riduzione derivi dal contenimento della quantità di CV in eccesso.

Le modalità attuative di tale disposizione saranno definite con successivo decreto che dovrà essere emanato entro il 31 dicembre 2010.

## Mercato

### Codice di condotta commerciale

Con la delibera ARG/com n.104/10, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha introdotto un Codice di condotta commerciale unico per la vendita di energia elettrica e gas, modificando e armonizzando le discipline già previste per i due settori. Tale codice – che definisce le regole cui gli operatori devono attenersi nella promozione delle offerte contrattuali – entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2011.

Enel Energia ha presentato ricorso al TAR Lombardia impugnando tale provvedimento.

### Qualità commerciale della vendita

Con la delibera ARG/com n.147/10 l'AEEG ha aggiornato il Testo Integrato della qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas, pubblicato con delibera ARG/com n. 164/08. L'AEEG ha fissato regole più stringenti in capo ai venditori relativamente alla tempistica massima di trasmissione, pari a due giorni lavorativi, delle richieste di prestazione ai distributori. Nello specifico i venditori, a partire da luglio 2011, dovranno corrispondere ai clienti un indennizzo di 30 euro qualora non rispettino tale tempistica.

## Energia elettrica

### Servizio di vendita

In esito alle aste per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 2009-2010, su un totale di dodici aree incluse nel perimetro di gara, Enel Energia si è aggiudicata le aree del centro-sud e isole (Sardegna; Campania; Lazio e Abruzzo; Molise e Puglia; Basilicata e Calabria; Sicilia) nonché alcune aree del nord (Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia). Il valore medio del premio

offerto da Enel Energia nelle otto aree aggiudicate è di circa 21,5 euro/MWh. In previsione delle aste per il prossimo biennio, con delibera ARG/elt n. 139/10 l'AEEG ha modificato la composizione di alcune aree del sud (accorpando la Basilicata con la Calabria e il Molise con la Puglia) lasciando, invece, invariato il numero complessivo delle aree, pari a dodici.

La legge del 13 agosto 2010 n. 129 ha istituito, presso l'Acquirente Unico, un Sistema Informativo Integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati energetici. Tale sistema potrebbe includere le informazioni sui clienti inadempienti anche ai fini di un'eventuale sospensione della fornitura di tali clienti. È demandato all'AEEG il compito di stabilire le modalità di gestione del SII e i criteri per il trattamento dei dati personali dei clienti.

#### **Tariffe e aggiornamenti tariffari**

Con le delibere ARG/com n. 93/10 e ARG/elt n. 94/10 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2010. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è stata fissata a 156,8 euro/MWh, con una riduzione dello 0,5% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento, è stata ridotta di 1,8 euro/MWh e fissata a 87,59 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre incrementato la componente A3 (incentivazione fonti rinnovabili e assimilate) di circa 1,1 euro/MWh, fissandola a 11,4 euro/MWh.

Con le delibere ARG/com n. 151/10 e ARG/elt n. 152/10 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il quarto trimestre 2010. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è stata fissata a 155,9 euro/MWh, con una riduzione dello 0,5% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento, è stata ridotta di 1,5 euro/MWh e fissata a 86,1 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre ulteriormente incrementato la componente A3 di 0,4 euro/MWh (+3,6%) rispetto al trimestre precedente, fissandola a circa 11,9 euro/MWh.

#### **Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Energetici**

Il decreto del 27 novembre 2009 del Ministero dello Sviluppo Economico, che disciplina le regole per la cessione dell'energia CIP 6, prevede una quantità assegnabile complessiva pari a 4.100 MW, di cui il 17% destinato all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato di maggior tutela. L'energia assegnata verrà ridotta in maniera proporzionale in caso di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 da parte dei produttori che aderiranno volontariamente ai meccanismi previsti in attuazione dell'art. 30, comma 20 della legge n. 99/2009. I prezzi di cessione dell'energia CIP 6 per il primo, il secondo e il terzo trimestre 2010 sono stati rispettivamente pari a 57 euro/MWh, 63,69 euro/MWh e 60,99 euro/MWh, mentre quello per il quarto trimestre 2010 ammonta a 69,96 euro/MWh.

#### **Istruttorie e indagini conoscitive**

Il 2 dicembre 2009 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per pratiche commerciali scorrette (PS/5150) nei confronti di Enel Energia, contestando le modalità ingannevoli e aggressive con le quali il *contact center* della società prospetterebbe la procedura di cambio d'uso. Il 21 gennaio 2010 la società ha presentato alcuni impegni per giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione. Il 16 giugno 2010 l'AGCM ha deliberato l'accettazione degli impegni, chiudendo il procedimento senza sanzione.

Il 3 marzo 2010 l'AGCM ha avviato un procedimento per pratiche commerciali scorrette (PS/3317) nei confronti di Enel Energia. Le contestazioni dell'AGCM riguardano l'emissione di fatture con consumi di energia elettrica e gas stimati in eccesso rispetto a quelli effettivi e le asserite difficoltà riscontrate dai clienti nella comunicazione delle autoletture. Il 7 maggio 2010 Enel Energia ha presentato impegni allo scopo di giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione. Il 7 luglio 2010 il procedimento è stato esteso soggettivamente anche a Enel Servizio Elettrico, che ha presentato contestualmente impegni per giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione. Il 6 ottobre 2010 l'AGCM ha deliberato l'accettazione degli impegni, chiudendo il procedimento senza sanzione. Il 6 maggio 2010 l'AGCM, a valle della sentenza del TAR Lazio n. 5290/09, ha avviato un procedimento (PS/1554B) per rideterminare le sanzioni irrogate il 16 ottobre 2008 a Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico nell'ambito del procedimento PS/1554, rispettivamente pari a 225.000 euro e 210.000 euro. Il 28 luglio 2010 l'AGCM ha notificato il provvedimento con cui ha rideterminato la sanzione nella misura rispettivamente di 125.000 euro per Enel Energia e di 110.000 euro per Enel Servizio Elettrico.

Con la sentenza n. 2507/10 il 3 maggio 2010 il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'AEEG avverso la sentenza n. 321/08 del 13 febbraio 2008 con cui il TAR Lombardia aveva annullato la delibera n. 66/07. Con quest'ultimo provvedimento l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Enel Distribuzione ha presentato un nuovo ricorso al Consiglio di Stato per revocazione della suddetta sentenza n. 2507/10, notificato all'AEEG in data 1° giugno 2010. Enel Distribuzione, parallelamente a quello per revocazione, ha presentato un ulteriore ricorso alla Corte Europea dei diritti dell'uomo.

Con la delibera VIS n. 93/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di alcune imprese di vendita di energia elettrica, tra cui Enel Energia, per accertare la violazione dei propri provvedimenti in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione.

A conclusione dell'istruttoria, con la delibera VIS n. 109/10, l'AEEG ha irrogato a Enel Energia una sanzione amministrativa pari complessivamente a 872.000 euro.

## Gas

### Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera ARG/gas n. 47/10 l'AEEG ha avviato un procedimento per la modifica delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. L'AEEG ha pubblicato la delibera ARG/gas n. 89/10 con la quale è stata ridotta la componente QE (a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima) del 7,5% rispetto ai valori previsti utilizzando la formula finora in vigore, in modo da tenere conto, a decorrere da ottobre 2010 e fino a settembre 2011, delle rinegoziazioni dei contratti di lungo termine degli operatori. Con la medesima delibera l'AEEG ha avviato inoltre un monitoraggio del mercato per valutare eventuali ulteriori interventi, da effettuare entro febbraio 2011, per modifiche della QE successive a settembre 2011. Enel Energia ed Enel Trade hanno presentato ricorso avverso la delibera ARG/gas n. 89/10. Si attende la fissazione dell'udienza.

Con la delibera ARG/gas n. 95/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il terzo trimestre 2010, definendo un prezzo pari a 74,13 centesimi di euro/m<sup>3</sup>, con un incremento del 3,2% rispetto al trimestre



precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata incrementata dell'8,4% rispetto al trimestre precedente. Con la delibera ARG/gas n. 153/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il quarto trimestre 2010, definendo per il cliente domestico tipo (consumo annuale di 1.400 metri cubi) un prezzo pari a 74,07 centesimi di euro/m<sup>3</sup>, con una riduzione dello 0,1% rispetto al trimestre precedente.

#### **Fornitore di ultima istanza (FUI)**

Con la delibera ARG/gas n. 131/10 l'AEEG ha definito la procedura per l'individuazione da parte dell'Acquirente Unico dei fornitori di ultima istanza di gas naturale per l'anno termico 2010-2011. Il 21 settembre 2010 l'Acquirente Unico ha pubblicato la graduatoria dei fornitori di ultima istanza per le quattro diverse aree di gara. Enel Energia, risultata seconda in tutte le suddette aree, assumerà le funzioni di FUI nel caso in cui il primo fornitore in graduatoria esaurisca i quantitativi di gas messi a disposizione per svolgere tali funzioni.

#### **Istruttorie e indagini conoscitive**

Con la delibera VIS n. 92/10 l'AEEG ha avviato un procedimento nei confronti di Enel Energia per accertare violazioni in materia di tariffe obbligatorie di distribuzione del gas e irrogare la relativa sanzione amministrativa.

Oggetto di contestazione sarebbe la mancata applicazione da parte di Enel Energia, sulle bollette emesse fino a giugno 2010, dei corrispettivi relativi al servizio di distribuzione e misura del gas approvati dall'AEEG con la delibera ARG/gas n. 79/09.

## Generazione ed Energy Management

### ***Virtual Power Plant in Sardegna***

L'art. 30, comma 9, della Legge Sviluppo prevede l'adozione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) – sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico – di misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia elettrica nella regione Sardegna.

Conseguentemente, l'AEEG ha previsto, con la delibera ARG/elt n. 115/09, 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 con controparti selezionate attraverso procedure concorsuali. La delibera stabilisce, inoltre, che almeno il 10% della capacità virtuale totale sia ceduta tramite la conclusione di contratti di durata quinquennale (2010-2014) e la possibilità per gli operatori cedenti di definire un premio minimo di assegnazione. L'asta per l'assegnazione dei contratti di durata quinquennale (23 MW) e dei contratti relativi all'anno 2010 (202 MW) si è svolta il 15 ottobre 2009 e si è conclusa con l'assegnazione dell'intera capacità oggetto della cessione. Con la delibera ARG/elt n. 146/10, l'AEEG ha approvato il premio di riserva per la procedura concorsuale di cessione dei *Virtual Power Plant* per il 2011. L'asta si è tenuta il 28 settembre 2010 e si è conclusa con la piena assegnazione della capacità oggetto della cessione.

### **“Mercato dei Servizi di Dispacciamento” (MSD)**

Ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 è operativo, dal 1° gennaio 2010, il nuovo Mercato dei Servizi di Dispacciamento, che prevede una fase di programmazione (il giorno precedente la consegna dell'energia elettrica) e un mercato di bilanciamento in tempo reale articolato in

cinque sessioni, con la possibilità per gli operatori di aggiornare le proprie offerte in termini di quantità e prezzo.

Il 23 giugno 2009 si è svolta l'udienza al Consiglio di Stato relativa al ricorso dell'AEEG contro la sentenza del TAR che ha disposto l'annullamento della delibera ARG/elt n. 97/08 che prevedeva l'assoggettamento al regime delle unità essenziali di tutti gli impianti situati in Sicilia e Sardegna. L'11 maggio 2010 sono state pubblicate le motivazioni della sentenza con cui il Consiglio di Stato ha condannato Terna al risarcimento dei danni a favore di Enel Produzione, alla luce dei criteri indicati nella relazione depositata dalla stessa Terna. Il danno, recentemente quantificato da Terna e comprensivo di interessi e rivalutazione alla data di ottobre 2010, ammonta a circa 3,6 milioni di euro.

Con la delibera ARG/elt n. 52/09, ai sensi dell'art. 3, comma 11 della legge n. 2/09, l'AEEG ha ridefinito la disciplina degli impianti essenziali, applicata a partire dal 1° gennaio 2010, prevedendo:

- > l'individuazione da parte di Terna degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e i loro raggruppamenti, da assoggettare alla nuova disciplina con vincoli di offerta su MGP/MA e MSD;
- > la possibilità, per i titolari di impianti essenziali, di essere esentati dal regime amministrato mediante la conclusione di contratti a termine con Terna.

Con la delibera ARG/elt n. 162/09 l'AEEG ha definito i parametri dei contratti a termine alternativi al regime delle unità essenziali, ai quali Enel ha aderito in data 13 novembre 2009.

Il 28 aprile 2010 il TAR Milano ha disposto la sospensione del giudizio avente a oggetto l'impugnazione della delibera ARG/elt n. 52/09 con cui l'AEEG aveva rivisto le disposizioni in materia di unità essenziali, rinviando la questione alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea.

Con la delibera ARG/elt n. 162/10 l'AEEG ha definito i parametri dei contratti a termine alternativi al regime delle unità essenziali per l'anno 2011. Con le delibere ARG/elt n. 161/10 e 180/10 l'AEEG ha fissato i criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali a decorrere dall'anno 2011.

Con riferimento alla remunerazione della disponibilità produttiva per l'anno 2009, l'AEEG con la delibera ARG/elt n. 120/10 ha annunciato l'erogazione dell'ulteriore corrispettivo di cui all'art. 36 dell'Allegato A alla delibera n. 48/04, definito come remunerazione integrativa dei ricavi conseguiti dai produttori nei mercati borsistici. Nell'anno 2009 si è quindi verificata la condizione per l'erogazione dell'ulteriore corrispettivo: i ricavi conseguiti dai produttori nei mercati borsistici sono risultati inferiori al livello di riferimento posto convenzionalmente pari ai ricavi che gli stessi avrebbero ottenuto, a parità di produzione, nel regime amministrato.

La quota parte del gettito dell'ulteriore corrispettivo destinata a Enel ammonta a circa 28 milioni di euro.

### **Istruttorie e indagini conoscitive**

Il 2 febbraio 2010 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha aperto un procedimento per abuso di posizione dominante (A/423) nei confronti di Enel Produzione ed Enel SpA per presunti comportamenti anticoncorrenziali tenuti nel mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica della macrozona Sicilia. Il 3 maggio 2010 Enel Produzione ha presentato alcuni impegni per giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione. Il 9 agosto 2010 gli impegni sono stati pubblicati sul sito dell'AGCM per il *market test*, che si è concluso il 27 settembre 2010. La chiusura del procedimento è fissata al 31 marzo 2011.

### **Emission Trading**

Il 28 aprile 2010 con la delibera n. 9/10 il Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE ha assegnato integralmente le quote di emissione residue della "Riserva Nuovi Entranti" a favore dei nuovi impianti entrati in esercizio fino ad aprile 2009, per un totale di circa 21,7 Mton. Dall'assegnazione sono state escluse le quote spettanti all'impianto Enel di Torrevaldaliga Nord, così come numerosi impianti di altri operatori, perché entrati in funzione successivamente al periodo considerato.

Per oviare all'esaurimento della "Riserva Nuovi Entranti", il Governo, in base all'impegno già affermato in sede di Decisione di Assegnazione per il periodo 2008-2012, ha adottato il decreto legge 20 maggio 2010, n. 72, che prevede un rimborso *ex post*, a valori di mercato, delle quote di emissione teoricamente spettanti in base alla Decisione stessa per gli impianti nuovi entranti esclusi dall'assegnazione. Il rimborso – per un fabbisogno di quote stimato in circa 42 Mton – sarà finanziato attraverso parte dei proventi delle aste per l'allocazione delle quote nella Fase 3 dell'ETS (ossia *post* 2012). La conversione in legge del decreto è stata approvata dal Parlamento con legge 19 luglio 2010, n. 111. In attuazione della legge, il Comitato ETS, con la delibera n. 16/10 ha definito le quote spettanti per il rimborso, per gli impianti entrati in funzione nel 2009 per i quali sono state concluse le istruttorie: per Torrevaldaliga Nord, i permessi da rimborsare ammontano a 9,6 milioni di tonnellate, relativi al primo gruppo e al periodo di avviamento del secondo gruppo. Seguiranno ulteriori delibere per definire le quote oggetto di rimborso per gli impianti entrati in funzione successivamente. Infine, l'AEEG ha definito i metodi di calcolo dei prezzi di riferimento per il rimborso con la delibera n. 117/10.

In attesa della pubblicazione del bando comunitario nel quadro della decisione NER-300, il Comitato ETS ha, con la delibera n. 23/10, approvato l'invito alla manifestazione di interesse da parte di progetti siti sul territorio nazionale potenzialmente finanziabili. Ciò ai fini di una ricognizione in vista della pre-selezione che gli Stati membri devono effettuare tra le domande di finanziamento da "candidare" per il bando NER-300.

Le emissioni prodotte da Enel Produzione al 30 settembre 2010 sono state pari a 25,9 Mton; considerando che le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate in base alle emissioni previste per lo stesso periodo di competenza, risultano pari a 28,1 Mton, non si evidenzia alcun *deficit*.

### **Promozione di investimenti in stoccaggio**

Con decreto del 13 agosto 2010 il Governo ha adottato misure volte a incrementare l'offerta di capacità di stoccaggio al fine di aumentare la flessibilità del mercato del gas e consentire ai clienti di sfruttare il differenziale di prezzo del gas che si registra tra i periodi invernale ed estivo. In particolare, il provvedimento prevede l'obbligo per Eni di realizzare 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio nel corso dei prossimi anni. Tale obbligo è alternativo a quello di nuove procedure di *gas release*. La nuova capacità di stoccaggio è riservata ai clienti industriali *gas-intensive* e ai consorzi di piccole e medie imprese per 3 miliardi di metri cubi e alle imprese termoelettriche per 1 miliardo di metri cubi.

Sono previsti, inoltre, meccanismi di incentivazione allo sviluppo di nuovi siti di stoccaggio anche per soggetti diversi da Eni, per quantità ulteriori fino a 4 miliardi di metri cubi.

## Infrastrutture e Reti

### Efficienza energetica

L'Autorità ha respinto due richieste avanzate da Enel.si relativamente alla certificazione dei risparmi energetici ottenuti attraverso iniziative di efficienza energetica relative alla distribuzione gratuita di lampade fluorescenti compatte (LFC) a clienti finali domestici, svolte nel periodo 2007 - primo semestre 2008. Enel.si ha presentato ricorso al TAR avverso le decisioni di rigetto dei progetti. L'udienza innanzi al TAR si è svolta il 15 aprile 2010. Successivamente, con ordinanza del 19 aprile 2010, il TAR Milano ha assegnato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) un termine di 90 giorni per pronunciarsi sull'istanza di riesame presentata in precedenza da Enel.si alla stessa AEEG. Con la delibera EEN n. 11/10 l'AEEG si è pronunciata sull'istanza di riesame confermando la decisione di rigetto dei progetti. Enel.si ha presentato ricorso con motivi aggiunti avverso tale delibera. Per il 18 novembre 2010 è fissata l'udienza di discussione.

Con la delibera EEN n. 12/10 l'AEEG ha deliberato il pagamento del contributo tariffario spettante a ciascun distributore a copertura dei costi sostenuti per adempiere all'obbligo di risparmio energetico relativo all'anno 2009. Enel Distribuzione dovrà ricevere circa 93 milioni di euro.

### Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/elt n. 203/09 del 29 dicembre 2009 l'AEEG ha aggiornato le tariffe di distribuzione e misura per l'anno 2010. In particolare, la tariffa media unitaria è stata incrementata del 3,1% rispetto al 2009. Con la delibera ARG/elt n. 129/10 l'Autorità ha lasciato in capo alle imprese distributrici il servizio di aggregazione misure, rivedendo la disposizione che ne prevedeva la messa a gara dal 2011 da parte di Terna. Con la stessa delibera l'Autorità ha fissato i nuovi corrispettivi, in continuità con gli investimenti e i costi operativi sostenuti dai distributori nel periodo 2008-2010, introducendo inoltre un meccanismo che incentiva il distributore a una corretta prestazione del servizio. Tale meccanismo prevede una modulazione del corrispettivo riconosciuto in funzione di alcuni parametri prestazionali che caratterizzano l'attività e indennizzi automatici da erogare agli utenti del dispacciamento, introdotti con gradualità a partire da gennaio 2011, in relazione alla qualità e al rispetto delle tempistiche dei dati comunicati.

### Qualità del servizio elettrico

Con la delibera ARG/elt n. 149/10 del 28 settembre 2010 l'AEEG ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015. In particolare, tra gli obiettivi richiamati dalla delibera, l'AEEG cita la necessità di estendere la regolazione incentivante del numero di interruzioni, per i clienti alimentati in media tensione, a quelle di breve durata e di introdurre nuove iniziative in materia di regolazione della qualità della tensione.

# Iberia e America Latina

## Spagna

### Aggiornamenti tariffari

Il 30 giugno 2010 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 1732/2010 che fissa le tariffe di accesso applicabili nel secondo semestre 2010. Tutte le tariffe sono state mantenute ai livelli del primo semestre, tranne la componente variabile della tariffa di accesso corrispondente alla TUR senza discriminazione oraria, che è stata ridotta del 4,3% per compensare l'incremento del costo energia determinato dal risultato dell'ultima asta CESUR.

Lo stesso giorno è stata pubblicata la risoluzione ministeriale del 28 giugno 2010, che stabilisce il costo energia della tariffa TUR per il terzo trimestre 2010. Il livello della TUR senza discriminazione oraria è risultato nel complesso invariato rispetto al periodo precedente.

Con il decreto reale n. 1202/2010, pubblicato il 25 settembre 2010, il Governo ha definito la frequenza della revisione delle tariffe di accesso. Le tariffe saranno aggiornate con periodicità annuale, a meno che non si verifichino i seguenti eventi straordinari (che possono determinare l'esigenza di rivedere le tariffe con frequenza maggiore, al massimo trimestrale):

- > esistenza di *deficit* tariffario;
- > cambiamenti regolatori con effetto sui costi regolati inclusi nel calcolo delle tariffe di accesso;
- > eccezionalmente, in caso di circostanze particolari, con effetto sui costi regolati o sui parametri utilizzati per calcolarli.

Il 30 settembre 2010 la risoluzione ministeriale del 29 settembre ha fissato i parametri per il calcolo della TUR per il quarto trimestre 2010. L'incremento complessivo della TUR senza discriminazione oraria è stato pari a circa il 5%, spiegato integralmente dall'aumento del costo energia dovuto al risultato della dodicesima asta CESUR. Non sono state, infatti, effettuate revisioni delle tariffe di accesso, che sono rimaste congelate.

### Aste CESUR

Il 23 giugno 2010 si è tenuta l'undicesima asta CESUR. Trenta operatori si sono aggiudicati, per il terzo trimestre 2010, la fornitura di energia prodotta da 4.000 MW a un prezzo di 44,50 euro/MWh per il prodotto *base-load* e da 536 MW a 50,48 euro/MWh per il prodotto *peak-load*. In quanto alle quote d'acquisto dei CUR (*Comercializadores de Ultimo Recurso*), Endesa Energia XXI dovrà acquistare rispettivamente 1.706 MW e 209 MW dell'energia messa all'asta per ogni prodotto.

Il 21 settembre 2010 si è tenuta la dodicesima asta CESUR. Trenta operatori si sono aggiudicati, per il quarto trimestre 2010, la fornitura di energia prodotta da 4.000 MW a un prezzo di 46,94 euro/MWh per il prodotto *base-load* e da 392 MW a 53,00 euro/MWh per il prodotto *peak-load*. In quanto alle quote d'acquisto dei CUR, Endesa Energia XXI dovrà acquistare rispettivamente 1.629 MW e 186 MW dell'energia messa all'asta per ogni prodotto.

### Incentivazione carbone nazionale

Il 29 settembre 2010 la Commissione Europea ha approvato la compensazione ai produttori di energia elettrica che bruceranno carbone autoctono per generare elettricità. La Commissione informa che durante il periodo 2011-2014 le quantità di energia contemplate dal decreto reale (DR) spagnolo non eccederanno i 23,4 TWh annui. A partire dalla data di applicazione del DR, per il resto del 2010 il limite fissato è di 9,6 TWh.

Il DR n. 1221/2010, che modifica il precedente DR n. 134/2010 sull'incentivazione all'utilizzo del carbone nazionale per renderlo conforme al Trattato Europeo, è stato pubblicato il 2 ottobre 2010.

Il Governo ha dichiarato che sta accelerando il processo di attuazione della regolamentazione necessaria a rendere applicabile il DR n. 1221/2010.

#### **Deficit tariffario**

Con la risoluzione ministeriale del 26 luglio 2010, pubblicata il 31 luglio 2010, il Ministero stabilisce che il totale definitivo, al 31 dicembre 2009, dei diritti di credito relativi al finanziamento del *deficit* tariffario che possono essere cartolarizzati ammonta a 14.624 milioni di euro, 7.702 milioni di euro dei quali dovuti a Endesa.

#### **Centrale nucleare di Vandellos**

Con l'ordine ministeriale n. ITC/2149/2010, pubblicato il 5 agosto 2010, il Governo ha approvato il rinnovo dell'autorizzazione all'esercizio della centrale nucleare di Vandellos II (partecipata da Endesa al 72%). L'autorizzazione ha effetto a partire dal 26 luglio 2010 con una validità di 10 anni.

### **Argentina**

#### **Remunerazione dell'attività di distribuzione**

Nel mese di agosto 2010 la Corte di Giustizia di Seconda Istanza ha pronunciato una sentenza favorevole alla società di distribuzione Edenor, che impone al regolatore ENRE di riconoscere gli aumenti del *Mecanismo de Monitoreo de Costos* (MMC, un indicatore dell'andamento dei prezzi introdotto dall'*Acta de Acuerdo* nel 2005) non trasferiti in tariffa. Una prima sentenza favorevole al riconoscimento degli MMC era già stata espressa a marzo 2010 dalla Corte di Giustizia di Prima Istanza.

Il regolatore ENRE potrebbe presentare ricorso contro la sentenza o procedere al riconoscimento dei MMC pendenti.

#### **Generazione**

Il 1° settembre 2010 è stato siglato un pre-accordo tra il Governo argentino ed Endesa per l'incremento della disponibilità delle turbine a vapore dell'impianto di Costanera, con un beneficio atteso per Endesa di circa 120 milioni di dollari statunitensi.

#### **Accordo di cooperazione tra Argentina e Cile**

Nel mese di settembre 2010 il Ministro per la Pianificazione argentino e il Ministro cileno per l'Energia hanno firmato un accordo di cooperazione che consentirà in futuro l'esportazione di gas dal Cile all'Argentina (con l'utilizzo dei terminali di rigassificazione Quinteros e Mejillones).

#### **Ricomposizione del mercato elettrico all'ingrosso**

A settembre 2010 la *Secretaría de Energía* ha presentato ai generatori una nuova proposta sulla ricomposizione delle regole del mercato *wholesale* argentino e sulla remunerazione della generazione per il biennio 2010-2011.

### **Brasile**

#### **Tariffa sociale**

Il 20 gennaio 2010 è stata promulgata la legge n. 12212 sulla tariffa sociale, che introduce modifiche all'ammontare degli sconti concessi ai clienti domestici a basso reddito.

Il 22 luglio 2010 il regolatore ANEEL ha approvato la regolazione di dettaglio relativa a tale legge, che include i criteri definitivi di idoneità dei consumatori e l'ammontare degli sconti per fascia di consumo. Le società di distribuzione dovranno rendere pubblica la lista dei clienti che soddisfano tali requisiti nell'arco di 60 giorni dall'approvazione.

#### **Regole commerciali per le società di distribuzione**

Il 9 settembre 2010 il regolatore brasiliano ANEEL ha approvato la risoluzione n. 414/2010, che modifica la risoluzione n. 456/2000 sulle regole commerciali per le società di distribuzione e i loro rapporti con i clienti regolati. Il nuovo testo, che incorpora svariate risoluzioni adottate negli ultimi dieci anni, regola i diritti e gli obblighi dei distributori e sarà applicabile a tutti i clienti finali. Tra le novità, si introduce l'obbligo per le società di distribuzione di stabilire un ufficio in ogni città dell'area di concessione.

#### **Interconnessione Argentina-Brasile CIEN**

Il 20 settembre 2010 il regolatore ANEEL ha emesso la *Nota Tecnica* n. 091/2010, con cui definisce le basi per il calcolo della remunerazione della linea di interconnessione CIEN. La società ha risposto a tale documento avanzando una richiesta di base di remunerazione più alta e chiedendo l'estensione da 20 a 30 anni del periodo di concessione.

#### **Tariffe di distribuzione**

Il 10 settembre 2010 il regolatore ANEEL ha formalmente aperto la revisione delle tariffe di distribuzione (terzo ciclo tariffario), presentando una proposta di modifica della metodologia e dei parametri di riferimento, quali il WACC, la RAB (*Regulatory Asset Base*), le perdite non tecniche e il fattore di efficienza X. Con riferimento alla RAB, il regolatore ha concesso di non sottoporre a revisione gli asset riconosciuti nel periodo precedente, procedendo a un semplice aggiustamento per gli investimenti e le dismissioni effettuati nel corso degli ultimi anni. Il processo di consultazione di ANEEL sarà aperto sino al 10 dicembre 2010 e prevede un'audizione pubblica il 2 settembre 2010.

La società Coelce sarà la prima società di distribuzione brasiliana a essere sottoposta alla revisione per il periodo aprile 2011 - aprile 2014.

## **Cile**

#### **Normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche**

La *Comisión Nacional del Medio Ambiente* (CONAMA) sta rivedendo la risoluzione n. 7550, da essa pubblicata il 15 dicembre 2009, che contiene la bozza di normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche e fissa i livelli massimi consentiti di particolato, ossido di azoto, diossido di zolfo, mercurio, nickel e vanadio.

Il documento fissa limiti differenziati per centrali nuove ed esistenti fino al 2020, termine oltre il quale entreranno in vigore limiti comuni per tutti gli impianti.

#### **Misure per garantire la sicurezza del sistema**

Alla luce dei danni ai sistemi elettrici cileni causati dal recente terremoto, il Governo cileno ha adottato alcune misure tese a migliorare il dispacciamento e a garantire la qualità e la sicurezza delle forniture di elettricità. Si tratta in prevalenza di misure operative, volte a migliorare la qualità del monitoraggio, la pianificazione della rete e l'attività di coordinamento svolta dai CDEC (operatori del sistema).

### Revisione delle tariffe di subtrasmissione

È in corso il processo di revisione delle tariffe di subtrasmissione di Chilectra, che saranno in vigore per quattro anni a partire da novembre 2010. Il 24 agosto 2010 si è svolta un'udienza pubblica, a valle della quale il regolatore CNE dispone di tre mesi per presentare la sua proposta tecnica.

### Servizi complementari della generazione

Il 29 settembre 2010 il regolatore CNE ha pubblicato una bozza di regolamento sul funzionamento dei servizi complementari della generazione. È in corso una consultazione pubblica su questo tema.

## Colombia

### Mercato all'ingrosso

Nel mese di settembre 2010 il regolatore CREG ha pubblicato la risoluzione n. 121 sulla "riconciliazione negativa", in base alla quale non sarà più possibile per i generatori ricevere una remunerazione in caso di impossibilità a immettere energia per problemi da essi indipendenti principalmente legati all'indisponibilità del sistema. Inoltre, il 17 settembre 2010 la CREG ha adottato la risoluzione n. 138-2010, che riduce il grado di confidenzialità sulle informazioni relative all'operazione giornaliera del mercato all'ingrosso. In particolare, le informazioni sul dispacciamento saranno considerate pubbliche e le offerte di prezzo resteranno confidenziali solo fino al primo giorno lavorativo del mese successivo.

### Sicurezza delle forniture di gas

Con il decreto n. 2730/2010, adottato a luglio 2010 dal Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie (e successivamente in parte modificato dal decreto n. 2830-2010), si introducono norme finalizzate a migliorare la supervisione e ad aumentare la sicurezza delle forniture nel settore gas. Ci si attende che per il settore elettrico tali norme abbiano ricadute positive in termini di stabilità e sicurezza delle forniture e, di conseguenza, di maggiori garanzie di disponibilità delle centrali termoelettriche.

La risoluzione n. 181.651, pubblicata il 20 settembre 2010 dal Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie, ha dichiarato la fine del periodo di scarsità del gas naturale per il Paese.

## Perù

### Mercato secondario del gas naturale

Il 5 agosto 2010 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha approvato il decreto supremo n. 46-2010-EM, che regola il mercato secondario del gas, nel quale sarà possibile scambiare gas e capacità di trasporto attraverso aste elettroniche svolte nel MECAP (Mercado Electrónico de las subastas de Transferencia de Producción y/o Capacidad de Transporte a Firme de Gas Natural). Per un periodo di transizione non superiore a un anno le operazioni sul mercato secondario del gas potranno assumere la forma di contratti bilaterali; successivamente potrà essere utilizzato solo lo strumento delle aste centralizzate. La creazione del mercato secondario del gas consentirà anche di migliorare la flessibilità degli approvvigionamenti per il settore elettrico.



# Internazionale

## Francia

### Legge NOME

Il testo della legge NOME, approvato in prima lettura dall'Assemblea Nazionale il 15 giugno 2010, è stato successivamente trasmesso alla Commissione Economia del Senato, che ha introdotto alcune modifiche al testo e lo ha trasmesso al Senato. La principale novità introdotta durante la discussione al Senato prevede l'estensione del meccanismo TaRTAM sino all'effettiva applicazione del dispositivo ARENH introdotto dalla stessa legge. Inoltre, il Senato ha approvato una modifica suggerita dalla Commissione Economia, che trasferisce il pagamento dei costi di connessione alle società di generazione, al fine di ridurre l'impatto sulle società di distribuzione e di contenere le domande di connessione presentate dai produttori di energia rinnovabile.

### Rapporto Roussely e politica nucleare

L'11 maggio 2010 un rapporto confidenziale redatto sotto la guida di François Roussely è stato trasmesso al presidente della Repubblica francese. Nel mese di luglio 2010 è stata divulgata una sintesi di tale rapporto, che definisce le linee guida della politica nucleare francese, finalizzate, tra l'altro, a sviluppare una *partnership* tra EDF e AREVA e ad accrescerne la competitività nel mercato nucleare globale, anche al fine di creare opportunità di esportazione della tecnologia francese.

Il rapporto suggerisce di garantire la costruzione di Flamanville 3 nelle migliori condizioni di tempo e costo e di effettuare investimenti per accrescere la disponibilità degli impianti esistenti. Riconoscendo che alcune difficoltà degli impianti EPR discendono dall'elevato numero di criteri di sicurezza imposti in fase di costruzione, il rapporto raccomanda una maggiore cooperazione tra EDF e la ASN (*Autorité de Sûreté Nucléaire*) sulla sicurezza e la durata di esercizio degli impianti nucleari francesi, al fine di garantirne una maggiore competitività. Infine, il rapporto suggerisce di integrare il portafoglio francese con impianti di minori dimensioni (1.000-1.150 MW), per i quali i clienti internazionali esprimono una forte domanda.

### Tariffe regolate dell'energia elettrica

il 15 agosto 2010 il Ministero dell'energia francese ha definito i nuovi livelli delle tariffe finali regolate, con incrementi medi del 4%, 4,5% e 5,5% rispettivamente per piccoli, medi e grandi clienti.

Anche il livello delle tariffe TaRTAM (che saranno in vigore fino a dicembre 2010) è stato incrementato dello 0,6% in media.

## Slovacchia

### Emission Trading

Nel corso del terzo trimestre del 2010 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 0,7 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 1,4 Mton.

## Russia

### Capacity market

I volumi di capacità venduta sul mercato libero crescono parallelamente ai volumi di energia liberalizzati previsti dal decreto del 7 aprile 2007: attualmente l'80% della capacità destinata ai clienti non domestici è venduta sul mercato libero. Per il mercato della capacità di lungo periodo, che entrerà a regime dal prossimo anno, relativamente al 2011 l'Autorità Antitrust (FAS) ha definito le zone di capacità i cui *bids* saranno soggetti a vincolo di *price-cap*. Relativamente a Enel, solo Nevinnomysskaya ricade nelle zone di applicazione del *price-cap*, il cui valore è fissato a 118 rubli/MW/mese.

È in corso la negoziazione della definizione delle tariffe di capacità decennali per i nuovi gruppi degli impianti Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya, per una capacità pari a 410 MW ciascuno.

## Romania

### Tariffe di distribuzione

Il 5 marzo 2010 il regolatore rumeno ANRE ha pubblicato un documento di consultazione che modifica l'Order n. 39/2007 sulla metodologia di calcolo della tariffa di distribuzione; la modifica proposta stabilisce un meccanismo di correzione annuale per le tariffe di distribuzione basato sulla differenza tra gli investimenti realizzati nell'anno e quelli previsti e remunerati *ex ante* in tariffa dal piano di investimento concordato con il regolatore all'inizio del periodo regolatorio. La normativa esistente prevede che tale aggiustamento tariffario venga eseguito alla fine del periodo regolatorio.

La nuova misura è stata pubblicata il 2 settembre 2010.

## Grecia

### Regole del mercato all'ingrosso

A settembre 2010 il regolatore greco RAE, a seguito di un processo di consultazione con i venditori e i produttori di elettricità e dei commenti ricevuti dal *Transmission System Operator* (TSO) ellenico, ha pubblicato la sua posizione finale circa le modifiche alle regole del mercato all'ingrosso con lo scopo di affrontare il presunto *gaming* dell'operatore dominante. La proposta include l'applicazione dal 1° gennaio 2011 di:

- > obbligatoria inclusione del costo opportunità della CO<sub>2</sub> nelle offerte dei generatori nella Borsa elettrica, solo per la parte non allocata gratuitamente;
- > imposizione di uno stretto monitoraggio e disposizione di penalità in caso di dichiarazione di falsa disponibilità;
- > regole più stringenti nelle offerte di energia obbligatoria da impianti idroelettrici per l'operatore dominante e limitata possibilità di modifiche infra-giornaliere della produzione;
- > prolungamento del meccanismo regolato di remunerazione della capacità produttiva per l'anno 2011.

La decisione ministeriale definitiva è prevista nel quarto trimestre 2010.

# Energie Rinnovabili

## Italia

### Piano di Azione Nazionale

Relativamente agli adempimenti relativi alla direttiva europea n. 28/2009 sullo sviluppo delle energie rinnovabili, il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione Europea, in data 28 luglio 2010, il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili. Tale Piano stabilisce la ripartizione dell'obiettivo nazionale di sviluppo tra i settori elettrico, termico e trasporti; in particolare, per il settore elettrico, il Piano fissa un obiettivo pari a circa il 26% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

## Brasile

### Aste per le fonti rinnovabili di energia

Il 22 luglio 2010 il regolatore brasiliano ANEEL ha approvato i regolamenti per le aste di energia di riserva e A-3 per le fonti rinnovabili idroelettriche, eoliche e da biomassa (rispettivamente regolamenti n. 05/2010 e n. 07/2010). In occasione di tali aste, svoltesi il 25 e il 26 agosto 2010, sono stati assegnati 2.892 MW di potenza installata per 70 centrali eoliche, 12 a biomassa e 7 piccole centrali idroelettriche.

Il prezzo medio di assegnazione per i progetti eolici è stato di 130 real/MWh (circa 58 euro/MWh).

La durata dei contratti sarà di 15 anni per la biomassa, 20 anni per gli impianti eolici e 30 per gli idroelettrici.

## Grecia

### Esplorazione di territori per la produzione geotermica

Nell'agosto 2010 il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha pubblicato un documento di consultazione per la gara d'appalto di esplorazione in quattro territori della Grecia con l'obiettivo di scoprire nuovi giacimenti geotermici che possano essere in seguito sfruttati.

### Estensione alle isole dello schema tariffario per pannelli fotovoltaici sui tetti

A settembre 2010 il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha annunciato la decisione di estendere lo schema tariffario per i pannelli installati sui tetti (soglia inferiore a 10 kW) anche alle isole greche con una soglia minore (<5 kW, con l'eccezione di Creta che rimane inferiore a 10 kW). La decisione estende lo scopo del programma dalle sole installazioni su tetti di edifici a quelle sul tetto di qualsiasi costruzione.

## Francia

### Nuove regole per la remunerazione degli impianti fotovoltaici

Il 1° settembre 2010 il Ministero dell'energia francese ha approvato un nuovo decreto sulla remunerazione degli impianti fotovoltaici, abrogando quello approvato il 14 gennaio 2010.

A partire dalla stessa data sono in vigore le seguenti tariffe:

> 580 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici domestici di taglia inferiore a 3 kWc;

- > 510 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici domestici di taglia superiore a 3 kWc e su ospedali ed edifici scolastici;
- > 440 euro/MWh per gli impianti integrati su altri tipi di edifici;
- > 370 euro/MWh per gli impianti a integrazione semplificata;
- > per gli impianti a suolo la remunerazione dipende dalla localizzazione dell'impianto, essendo data dal prodotto di 276 euro/MWh per un coefficiente di localizzazione "R".

Le tariffe resteranno invariate per gli impianti in esercizio dal 2011 e subiranno riduzioni annuali del 10% per gli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 2012.

## Messico

### Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

L'8 luglio 2010 il Comitato per la tutela dell'ambiente ha sottoposto all'Assemblea Legislativa del Distretto Federale Messicano la proposta di modifica della legge sull'ambiente (art. 122) presentata dal *Partido Verde Ecologista de México* (PVEM) a marzo per l'approvazione ufficiale. Tale proposta impone la realizzazione di impianti alimentati da energia solare negli edifici pubblici di Città del Messico, al fine di ridurre i consumi e le emissioni di gas serra. Tale modifica entrerà in vigore a partire da gennaio 2012.

## Perù

### Aste per le fonti rinnovabili

Il 23 luglio 2010 si è svolta la seconda asta per l'assegnazione della capacità di generazione da fonte rinnovabile per il 2010 (500 MW in totale, 410 MW dei quali già assegnati il 12 febbraio 2010).

## Romania

### Decisione governativa n. 29/2010

La decisione emenda la legge n. 139/2010 stabilendo:

- > la definizione del consumo finale lordo di energia ai fini dell'obbligo di produzione da fonti rinnovabili;
- > l'informazione che deve essere riportata nella relazione sulle modalità di raggiungimento dei *target* nazionali;
- > l'introduzione di due nuovi capitoli riguardanti le procedure amministrative e gli schemi di certificazione.

## Spagna

### Remunerazione impianti fotovoltaici

Il 20 luglio 2010 il Governo ha pubblicato l'esito della terza *convocatoria* del 2010. In funzione della potenza registrata, le tariffe da applicarsi a partire dal quarto trimestre 2010 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 321,97 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 286,84 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW; per le installazioni di terra, 258,60 euro/MWh.

Il 6 agosto 2010 è stato pubblicato il decreto reale (DR) n. 1003/2010, che regola la liquidazione dell'incentivo per gli impianti fotovoltaici. A causa delle numerose anomalie riscontrate a valle di ispezioni condotte presso le

installazioni, con questo provvedimento il Governo definisce una procedura per migliorare il processo di qualificazione al regime di remunerazione incentivante. La *Comisión Nacional de Energía* (CNE) verificherà che determinati impianti individuati dalla *Dirección General de Política Energética y Minas* (DGPEM) abbiano installato tutte le componenti necessarie a produrre energia elettrica, pena la sospensione dell'incentivo come misura cautelare e la restituzione dei pagamenti ricevuti indebitamente a valle dell'accertata non conformità. Al fine di ottenere l'esenzione dal DR n. 1003/2010, è prevista la facoltà di rinunciare al regime economico del DR n. 661/2007 entro il 5 ottobre 2010, per passare a ricevere la remunerazione fissata dalla prima *convocatoria* del DR n. 1578/2008.

Con risoluzione del 6 agosto 2010 la DGPEM stabilisce che le verifiche cominceranno dagli impianti iscritti nel registro amministrativo con data anteriore al 30 settembre 2008, per una capacità complessiva pari a 800 MW. In applicazione del DR n. 1003/2010, il 24 settembre 2010 la CNE ha inviato richieste di informazione ai titolari di 9.041 impianti fotovoltaici per una potenza pari a 955 MW. La documentazione dovrà essere presentata alla CNE entro due mesi dalla data di ricezione della richiesta.

## USA

### *Carbon Regulation*

A seguito dell'approvazione da parte della Camera dei Rappresentanti della proposta di legge *American Clean Energy and Security Act* (anche nota come Waxman-Markey, che prevede l'istituzione di un sistema federale di scambio di permessi di emissione di CO<sub>2</sub> a partire dal 2012) nel giugno 2009, il Senato ha avviato nell'autunno l'esame della proposta per un sistema di *Emission Trading*, seppur con alcune modifiche rispetto alla versione approvata dall'altro ramo del Congresso (*Clean Energy Jobs and American Power Act*, c.d. "*Kerry-Boxer bill*"); un progetto di legge analogo (ma con maggiori restrizioni sul mercato delle quote di emissione) è stato introdotto nel dicembre 2009 (c.d. "*CLEAR Act*") e successivamente una nuova proposta (*American Power Act*) è stata presentata dai senatori Kerry e Lieberman nel maggio 2010. Tuttavia, stante l'impossibilità di trovare un compromesso che godesse del supporto della maggioranza, le proposte in questione sono state abbandonate. Ciò rende molto incerta la possibilità di approvare un sistema di *Emission Trading* nel corso dell'attuale legislatura. Inoltre, il dibattito in Senato ha subito un rallentamento, e sono tuttora in corso i negoziati per giungere a una bozza di compromesso che goda del sostegno della maggioranza dei senatori.

In parallelo, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) il 7 dicembre 2009, in applicazione di una sentenza della Corte Suprema del 2 aprile 2007, ha approvato il cosiddetto "*Endangerment Finding*", con cui ha confermato che i gas serra costituiscono una minaccia per la salute umana. Ciò consente all'agenzia di regolare le emissioni di gas serra in base al *Clean Air Act*; l'EPA sta quindi sviluppando una proposta di autorizzazione a emettere i gas serra per i siti industriali in base al rispetto di determinate *performance* di emissione, applicabili a partire dal 2011.

# Sintesi della gestione

## Produzione e domanda di energia elettrica

### PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

3° trimestre		Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni		
<b>Produzione netta:</b>									
57.358	56.502	856	1,5%	- termoelettrica	164.413	156.009	8.404	5,4%	
12.433	13.791	(1.358)	-9,8%	- idroelettrica	37.937	44.113	(6.176)	-14,0%	
3.297	2.605	692	26,6%	- geotermoelettrica e da altre fonti	10.724	8.517	2.207	25,9%	
<b>73.088</b>	<b>72.898</b>	<b>190</b>	<b>0,3%</b>	<b>Totale produzione netta</b>	<b>213.074</b>	<b>208.639</b>	<b>4.435</b>	<b>2,1%</b>	
10.692	10.692	-	-	Importazioni nette	33.607	34.845	(1.238)	-3,6%	
<b>83.780</b>	<b>83.590</b>	<b>190</b>	<b>0,2%</b>	<b>Energia immessa in rete</b>	<b>246.681</b>	<b>243.484</b>	<b>3.197</b>	<b>1,3%</b>	
(739)	(1.223)	484	39,6%	Consumi per pompaggi	(3.334)	(4.220)	886	21,0%	
<b>83.041</b>	<b>82.367</b>	<b>674</b>	<b>0,8%</b>	<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>243.347</b>	<b>239.264</b>	<b>4.083</b>	<b>1,7%</b>	

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo settembre 2010).

L'**energia richiesta** in Italia risulta in aumento nei primi nove mesi del 2010 dell'1,7% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2009, attestandosi a 243,3 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'86,2% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,4% nei primi nove mesi del 2009) e per il restante 13,8% dalle importazioni nette (14,6% nei primi nove mesi del 2009). Analogo andamento è stato registrato nel terzo trimestre 2010, ove l'energia richiesta ha registrato un incremento dello 0,8% (+0,7 TWh).

Le **importazioni nette** dei primi nove mesi del 2010 registrano un decremento, concentrato nel primo semestre, di 1,2 TWh, in virtù del minore differenziale dei prezzi dell'energia elettrica tra il mercato nazionale e gli altri mercati europei nei periodi di riferimento.

La **produzione netta** nei primi nove mesi del 2010 è in aumento del 2,1% (+4,4 TWh). L'incremento della domanda, associato alla riduzione della generazione da fonte idroelettrica (-6,2 TWh) dovuta alle migliori condizioni di idraulicità del precedente periodo, ha comportato un incremento della produzione termoelettrica (+8,4 TWh) e della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+2,2 TWh). Nel terzo trimestre 2010 la produzione netta presenta, invece, un andamento in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

## DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

3° trimestre				Miliardi di m <sup>3</sup>	Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni	
1,8	2,2	(0,4)	-18,2%	Residenziale e commerciale	20,8	20,8	-	-
4,2	3,8	0,4	10,5%	Industriale	14,2	11,6	2,6	22,4%
7,6	7,6	-	-	Termoelettrico	21,6	20,1	1,5	7,5%
0,5	0,5	-	-	Altro <sup>(1)</sup>	1,6	1,6	-	-
<b>14,1</b>	<b>14,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>Totale</b>	<b>58,2</b>	<b>54,1</b>	<b>4,1</b>	<b>7,6%</b>

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nei primi nove mesi del 2010 registra un incremento del 7,6% rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, caratterizzato da una riduzione dei consumi correlabile al rallentamento dell'economia nazionale per effetto della crisi finanziaria. In particolare, all'incremento registrato nella produzione industriale e nella generazione termoelettrica si associa un andamento in linea dei consumi a uso residenziale e commerciale.

Diverso andamento si è registrato nel terzo trimestre 2010, dove l'incremento della produzione industriale è stato compensato dalla riduzione dei consumi a uso residenziale e commerciale.

## Flussi di energia elettrica e gas di Enel

## FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS DI ENEL IN ITALIA

3° trimestre					Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni	
<b>Energia elettrica (TWh)</b>								
20,7	21,4	(0,7)	-3,3%	Energia netta prodotta da Enel in Italia	61,6	63,7	(2,1)	-3,3%
62,2	61,4	0,8	1,3%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel in Italia <sup>(1)</sup>	183,6	179,5	4,1	2,3%
28,8	33,5	(4,7)	-14,2%	Energia venduta da Enel in Italia <sup>(2)</sup>	84,6	97,8	(13,2)	-13,5%
<b>Gas naturale (miliardi di m<sup>3</sup>)</b>								
0,6	0,6	-	-	Gas venduto ai clienti finali	3,8	3,5	0,3	8,6%

(1) Escluse cessioni ai rivenditori. I dati dei primi nove mesi del 2009 e del terzo trimestre 2009 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate a seguito di ulteriori verifiche.

(2) Escluse cessioni ai rivenditori.

- > La **produzione netta** di Enel in Italia decresce del 3,3% nei primi nove mesi e nel terzo trimestre del 2010; la minor produzione nei nove mesi è prevalentemente riferibile alla generazione da fonte idroelettrica (-2,2 TWh) e sconta le più sfavorevoli condizioni di idraulicità verificatesi;
- > l'**energia trasportata** nei primi nove mesi del 2010 è pari a 183,6 TWh, con un incremento del 2,3% che riflette sostanzialmente l'andamento della richiesta sulla rete nazionale;
- > l'**energia venduta** in Italia da Enel nei primi nove mesi del 2010 è pari a 84,6 TWh (28,8 TWh nel terzo trimestre 2010), con un decremento rispettivamente del 13,5% e del 14,2% da riferire alle minori vendite ai clienti *business* sul mercato libero e ai clienti in regime di maggior tutela;

- > il **gas venduto** evidenzia un incremento dell'8,6% nei primi nove mesi del 2010 (mentre si mantiene sostanzialmente invariato nel terzo trimestre 2010), a seguito dell'incremento registrato nella produzione industriale e dovuto alla ripresa dell'economia nazionale.

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

3° trimestre				Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni		2010	2009	Variazioni	
<b>Energia elettrica (TWh)</b>							
55,3	52,0	3,3	6,3%	Energia netta prodotta da Enel all'estero	155,3	132,1	23,2 17,6%
47,4	46,4	1,0	2,2%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel all'estero <sup>(1)</sup>	138,6	108,2	30,4 28,1%
50,2	47,7	2,5	5,2%	Energia venduta da Enel all'estero <sup>(1)</sup>	144,5	113,0	31,5 27,9%
<b>Gas naturale (miliardi di m<sup>3</sup>)</b>							
1,0	1,1	(0,1)	-9,1%	Gas venduto ai clienti finali	3,1	2,3	0,8 34,8%

(1) Escluse le cessioni ai rivenditori.

- > La **produzione netta** di Enel all'estero nei primi nove mesi del 2010 è pari a 155,3 TWh, rispetto ai 132,1 TWh dell'analogo periodo del 2009. Tale andamento è sostanzialmente riferibile al cambio di metodo di consolidamento di Endesa (23,2 TWh), avvenuto a partire dalla fine di giugno 2009, in presenza di una produzione all'estero sostanzialmente in linea con quella dei primi nove mesi del 2009, a seguito della maggior produzione effettuata dalle Divisioni Internazionale ed Energie Rinnovabili compensata dalla riduzione delle quantità prodotte dalla Divisione Iberia e America Latina;
- > l'**energia trasportata** nei primi nove mesi del 2010 è pari a 138,6 TWh, con un incremento di 30,4 TWh che riflette il cambio del metodo di consolidamento di Endesa (+27,1 TWh), oltre che la maggior energia richiesta nel mercato latinoamericano;
- > l'**energia venduta** all'estero da Enel nei primi nove mesi del 2010 si incrementa di 31,5 TWh, principalmente per effetto del cambio del metodo di consolidamento di Endesa (+24,8 TWh), cui si associano le maggiori vendite effettuate in Francia, Russia e nei Paesi latinoamericani.

## Variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento dei primi nove mesi del 2010, rispetto allo stesso periodo del 2009, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > 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), 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%. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel, per mezzo di Artic Russia, di esercitare un'influenza notevole sulla gestione della società, 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. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel un'influenza notevole sulla gestione della società, Enel Rete Gas viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo integrale;
  - > cessione, in data 10 dicembre 2009, del 100% di Avisio Energia detenuto da Hydro Dolomiti Enel; a seguito di tale cessione, la società, operante nel settore della vendita e del trasporto di gas naturale in Italia, è deconsolidata;
  - > acquisizione, in data 30 dicembre 2009, del 100% di Aioliko Voskero, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
  - > acquisizione, nel corso del primo trimestre 2010, di alcune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia: Enel Green Power Calabria, Maicor Wind, Enel Green Power Puglia (già Italgest Wind), Enel Green Power Strambino Solar, Altomonte FV (già Resit Altomonte), EnerLIVE ed Enel Green Power TSS (già Anemos 1);
  - > acquisizione, in data 20 aprile 2010, di Enel Longanesi Development, società operante in Italia nel campo dell'estrazione di gas naturale;
  - > cessione da parte di Endesa, in data 1° luglio 2010, del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
  - > sottoscrizione, in data 30 luglio 2010, dell'aumento di capitale di 3Sun, con cui Enel Green Power ha acquisito una quota di capitale del 33,33% nella società.

In merito all'acquisizione, mediante sottoscrizione di un aumento di capitale riservato, del 33,33% del capitale della società 3Sun, nella seguente tabella sono riepilogati i principali effetti dell'operazione.

## ACQUISIZIONE DI 3SUN

Milioni di euro	
Attività materiali e immateriali	34
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	27
Altre attività correnti e non	7
<b>Totale attività</b>	<b>68</b>
Altre passività correnti e non	1
<b>Totale passività e minoritari</b>	<b>1</b>
<b>Totale attività nette acquisite</b>	<b>67</b>
Avviamento negativo	(7)
<b>Valore dell'operazione</b>	<b>60</b>
<b>Effetto cassa al 30 settembre 2010</b>	<b>60</b>

La contribuzione di 3Sun, quale società neo-acquisita, non ha effetti significativi sul risultato operativo del Gruppo.

# Risultati per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo nei due periodi e in particolare tenendo conto dell'assetto organizzativo che il Gruppo ha adottato nel mese di settembre 2008 e operativo a partire dal 1° gennaio 2008.

## Risultati per area di attività del terzo trimestre 2010 e 2009

### TERZO TRIMESTRE 2010 <sup>(1)</sup>

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	4.438	2.994	33	682	7.812	1.605	490	90	36	(10)	<b>18.170</b>
Ricavi intersettoriali	63	1.187	92	1.072	(9)	38	53	71	226	(2.793)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>4.501</b>	<b>4.181</b>	<b>125</b>	<b>1.754</b>	<b>7.803</b>	<b>1.643</b>	<b>543</b>	<b>161</b>	<b>262</b>	<b>(2.803)</b>	<b>18.170</b>
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(109)	187	-	-	(11)	16	1	(3)	-	-	<b>81</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>88</b>	<b>624</b>	<b>7</b>	<b>981</b>	<b>1.983</b>	<b>363</b>	<b>315</b>	<b>(13)</b>	<b>44</b>	<b>(5)</b>	<b>4.387</b>
Ammortamenti e perdite di valore	57	139	1	233	813	182	91	2	23	-	<b>1.541</b>
<b>Risultato operativo</b>	<b>31</b>	<b>485</b>	<b>6</b>	<b>748</b>	<b>1.170</b>	<b>181</b>	<b>224</b>	<b>(15)</b>	<b>21</b>	<b>(5)</b>	<b>2.846</b>
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(867)</b>
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>626</b>
<b>Risultato delle <i>continuing</i> operations</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.353</b>
<b>Risultato delle <i>discontinued</i> operations</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.353</b>

(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 2009 <sup>(1)</sup>

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	445	7.323	1.370	347	68	28	(8)	<b>17.339</b>
Ricavi intersettoriali	103	1.313	155	1.163	-	43	49	90	242	(3.158)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>4.793</b>	<b>4.346</b>	<b>198</b>	<b>1.608</b>	<b>7.323</b>	<b>1.413</b>	<b>396</b>	<b>158</b>	<b>270</b>	<b>(3.166)</b>	<b>17.339</b>
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(223)	174	-	-	850	36	30	4	-	-	871
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>108</b>	<b>805</b>	<b>-</b>	<b>827</b>	<b>2.186</b>	<b>411</b>	<b>264</b>	<b>2</b>	<b>53</b>	<b>-</b>	<b>4.656</b>
Ammortamenti e perdite di valore	49	176	1	210	674	137	56	2	23	-	1.328
<b>Risultato operativo</b>	<b>59</b>	<b>629</b>	<b>(1)</b>	<b>617</b>	<b>1.512</b>	<b>274</b>	<b>208</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>-</b>	<b>3.328</b>
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(788)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	862
<b>Risultato delle <i>continuing operations</i></b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.678</b>
<b>Risultato delle <i>discontinued operations</i></b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(69)</b>
<b>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.609</b>

(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.

# Risultati per area di attività dei primi nove mesi del 2010 e del 2009

## PRIMI NOVE MESI DEL 2010 <sup>(1)</sup>

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	13.500	8.623	81	1.871	22.586	4.644	1.357	258	83	(31)	<b>52.972</b>
Ricavi intersettoriali	149	3.794	372	3.297	60	110	160	226	703	(8.871)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>13.649</b>	<b>12.417</b>	<b>453</b>	<b>5.168</b>	<b>22.646</b>	<b>4.754</b>	<b>1.517</b>	<b>484</b>	<b>786</b>	<b>(8.902)</b>	<b>52.972</b>
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(490)	586	-	-	15	3	64	(5)	-	-	173
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>281</b>	<b>1.853</b>	<b>14</b>	<b>2.826</b>	<b>6.030</b>	<b>1.204</b>	<b>966</b>	<b>(16)</b>	<b>117</b>	<b>(10)</b>	<b>13.265</b>
Ammortamenti e perdite di valore	199	408	3	673	2.282	442	247	5	77	-	4.336
<b>Risultato operativo</b>	<b>82</b>	<b>1.445</b>	<b>11</b>	<b>2.153</b>	<b>3.748</b>	<b>762</b>	<b>719</b>	<b>(21)</b>	<b>40</b>	<b>(10)</b>	<b>8.929</b>
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.634)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.889
<b>Risultato delle <i>continuing operations</i></b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.406</b>
<b>Risultato delle <i>discontinued operations</i></b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.406</b>
<b>Attività operative</b>	<b>7.137</b>	<b>14.910</b>	<b>187</b>	<b>17.270</b>	<b>80.280</b> <sup>(2)</sup>	<b>13.002</b> <sup>(4)</sup>	<b>8.912</b> <sup>(6)</sup>	<b>1.210</b>	<b>1.794</b>	<b>(5.598)</b>	<b>139.104</b>
<b>Passività operative</b>	<b>5.105</b>	<b>3.626</b>	<b>271</b>	<b>5.465</b>	<b>12.858</b> <sup>(3)</sup>	<b>4.812</b> <sup>(5)</sup>	<b>1.032</b> <sup>(7)</sup>	<b>2.385</b>	<b>1.826</b>	<b>(5.606)</b>	<b>31.774</b>
<b>Investimenti</b>	<b>27</b>	<b>411</b>	<b>2</b>	<b>784</b>	<b>1.386</b>	<b>779</b>	<b>593</b>	<b>2</b>	<b>41</b>	<b>-</b>	<b>4.025</b>

(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 1.974 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 149 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 585 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 25 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 411 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

PRIMI NOVE MESI DEL 2009 <sup>(1)</sup>

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	15.175	9.060	148	1.562	14.469	3.926	1.141	259	85	(29)	<b>45.796</b>
Ricavi intersettoriali	231	4.580	507	3.517	3	136	118	255	694	(10.041)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>15.406</b>	<b>13.640</b>	<b>655</b>	<b>5.079</b>	<b>14.472</b>	<b>4.062</b>	<b>1.259</b>	<b>514</b>	<b>779</b>	<b>(10.070)</b>	<b>45.796</b>
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(601)	601	-	-	328	49	76	5	-	-	<b>458</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>268</b>	<b>2.682</b>	<b>13</b>	<b>2.843</b>	<b>4.602</b>	<b>1.109</b>	<b>884</b>	<b>56</b>	<b>142</b>	<b>(4)</b>	<b>12.595</b>
Ammortamenti e perdite di valore	218	520	2	630	1.628	443	169	6	72	-	3.688
<b>Risultato operativo</b>	<b>50</b>	<b>2.162</b>	<b>11</b>	<b>2.213</b>	<b>2.974</b>	<b>666</b>	<b>715</b>	<b>50</b>	<b>70</b>	<b>(4)</b>	<b>8.907</b>
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(976)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.195
<b>Risultato delle <i>continuing operations</i></b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>5.736</b>
<b>Risultato delle <i>discontinued operations</i></b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(153)</b>
<b>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>5.583</b>
<b>Attività operative <sup>(2)</sup></b>	<b>6.598</b>	<b>15.054</b>	<b>342</b>	<b>17.272</b>	<b>80.799 <sup>(3)</sup></b>	<b>12.292</b>	<b>6.423</b>	<b>1.229</b>	<b>2.197</b>	<b>(6.142)</b>	<b>136.064</b>
<b>Passività operative <sup>(2)</sup></b>	<b>5.471</b>	<b>4.218</b>	<b>363</b>	<b>5.651</b>	<b>13.016 <sup>(4)</sup></b>	<b>4.786</b>	<b>804</b>	<b>1.090</b>	<b>1.612</b>	<b>(4.981)</b>	<b>32.030</b>
<b>Investimenti</b>	<b>43</b>	<b>503</b>	<b>1</b>	<b>762</b>	<b>1.515</b>	<b>671</b>	<b>564</b>	<b>1</b>	<b>49</b>	-	<b>4.109</b>

(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 2009. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.

(3) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro

	<b>al 30.09.2010</b>	al 31.12.2009 <i>restated</i> <sup>(1)</sup>
<b>Totale attività</b>	<b>166.932</b>	<b>162.331</b>
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	19.005	18.480
Attività di natura fiscale	8.823	7.787
<b>Attività di settore</b>	<b>139.104</b>	<b>136.064</b>
<i>- di cui:</i>		
Mercato	7.137	6.598
Generazione ed Energy Management	14.910	15.054
Ingegneria e Innovazione	187	342
Infrastrutture e Reti	17.270	17.272
Iberia e America Latina <sup>(2)</sup>	80.280	80.799
Internazionale <sup>(3)</sup>	13.002	12.292
Energie Rinnovabili <sup>(4)</sup>	8.912	6.423
Capogruppo	1.210	1.229
Servizi e Altre attività	1.794	2.197
Elisioni e rettifiche	(5.598)	(6.142)
<b>Totale passività</b>	<b>117.965</b>	<b>116.398</b>
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	72.031	71.159
Passività di natura fiscale	14.160	13.209
<b>Passività di settore</b>	<b>31.774</b>	<b>32.030</b>
<i>- di cui:</i>		
Mercato	5.105	5.471
Generazione ed Energy Management	3.626	4.218
Ingegneria e Innovazione	271	363
Infrastrutture e Reti	5.465	5.651
Iberia e America Latina <sup>(5)</sup>	12.858	13.016
Internazionale <sup>(6)</sup>	4.812	4.786
Energie Rinnovabili <sup>(7)</sup>	1.032	804
Capogruppo	2.385	1.090
Servizi e Altre attività	1.826	1.612
Elisioni e rettifiche	(5.606)	(4.981)

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.

(2) Di cui 1.974 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010 (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(3) Di cui 585 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010.

(4) Di cui 411 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010.

(5) Di cui 149 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010 (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(6) Di cui 25 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010.

(7) Di cui 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010.



## 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 espletate 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				
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni		
<b>Mercato libero:</b>									
7.070	7.218	(148)	-2,1%	- clienti <i>mass market</i>	20.551	20.659	(108)	-0,5%	
3.454	5.895	(2.441)	-41,4%	- clienti <i>business</i> <sup>(1)</sup>	9.860	17.309	(7.449)	-43,0%	
1.322	1.375	(53)	-3,9%	- clienti in regime di salvaguardia	3.381	4.198	(817)	-19,5%	
<b>11.846</b>	<b>14.488</b>	<b>(2.642)</b>	<b>-18,2%</b>	<b>Totale mercato libero</b>	<b>33.792</b>	<b>42.166</b>	<b>(8.374)</b>	<b>-19,9%</b>	
<b>16.818</b>	<b>19.005</b>	<b>(2.187)</b>	<b>-11,5%</b>	<b>Totale mercato regolato (mercato di maggior tutela)</b>	<b>50.447</b>	<b>55.478</b>	<b>(5.031)</b>	<b>-9,1%</b>	
<b>28.664</b>	<b>33.493</b>	<b>(4.829)</b>	<b>-14,4%</b>	<b>Totale</b>	<b>84.239</b>	<b>97.644</b>	<b>(13.405)</b>	<b>-13,7%</b>	

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

L'energia venduta nei primi nove mesi del 2010 è pari a 84.239 milioni di kWh (28.664 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010), in diminuzione di 13.405 milioni di kWh (-4.829 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto delle minori vendite ai clienti *business* sul mercato libero, nonché per le minori vendite ai clienti in regime di maggior tutela.

### VENDITE DI GAS NATURALE

3° trimestre				Milioni di m <sup>3</sup>	Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni	
199	180	19	10,6%	Clienti <i>mass market</i> <sup>(1)</sup>	2.378	2.140	238	11,1%
365	350	15	4,3%	Clienti <i>business</i>	1.430	1.330	100	7,5%
<b>564</b>	<b>530</b>	<b>34</b>	<b>6,4%</b>	<b>Totale</b>	<b>3.808</b>	<b>3.470</b>	<b>338</b>	<b>9,7%</b>

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nei primi nove mesi del 2010 è pari a 3.808 milioni di metri cubi (564 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2010), in aumento di 338 milioni di metri cubi (+34 milioni di metri cubi nel terzo trimestre 2010) rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio. Tale incremento è sostanzialmente in linea con l'andamento della domanda di gas naturale rilevato in Italia, la cui crescita è anche influenzata dalla ripresa economica che ha caratterizzato i primi nove mesi del 2010.

## Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
4.501	4.793	(292)	Ricavi	13.649	15.406	(1.757)
(109)	(223)	114	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(490)	(601)	111
88	108	(20)	Margine operativo lordo	281	268	13
31	59	(28)	Risultato operativo	82	50	32
			Attività operative	7.137	6.598 <sup>(1)</sup>	539
			Passività operative	5.105	5.471 <sup>(1)</sup>	(366)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	3.949	3.962 <sup>(1)</sup>	(13)
			Investimenti	27	43	(16)

(1) Al 31 dicembre 2009.

### Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2010 ammontano a 4.501 milioni di euro, in diminuzione di 292 milioni di euro rispetto al medesimo periodo del 2009 (-6,1%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 165 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute di energia elettrica (-2,2 TWh) ai clienti in regime di maggior tutela e alla riduzione dei prezzi medi di vendita e in particolare della componente connessa alla copertura dei costi di generazione;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 211 milioni di euro, conseguenti essenzialmente al decremento delle quantità vendute (-2,6 TWh);
- > maggiori ricavi sul mercato del gas naturale per 6 milioni di euro, prevalentemente correlati a un aumento delle quantità vendute, pur in presenza di minori prezzi medi di vendita.

Il **margin operativo lordo** del terzo trimestre 2010 si attesta a 88 milioni di euro e presenta un decremento di 20 milioni di euro rispetto a quello dell'analogo periodo del 2009. Tale andamento è imputabile:

- > alla diminuzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nel mercato regolato per 10 milioni di euro, dovuta essenzialmente alle minori quantità vendute; tale effetto è stato solo parzialmente compensato dall'incremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di vendita e dalla riduzione dei costi di approvvigionamento;
- > all'incremento del margine energia del mercato libero per 20 milioni di euro, che beneficia di minori costi di approvvigionamento anche per effetto delle minori quantità vendute e di maggiori proventi netti realizzati derivanti dalla gestione del rischio *commodity*;
- > al maggior margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 11 milioni di euro;
- > all'aumento dei costi operativi, ai maggiori oneri netti da valutazione derivanti dalla gestione rischio *commodity* e ai minori proventi per rimborsi vari da clienti per complessivi 41 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2010, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 57 milioni di euro (49 milioni di euro nell'analogo periodo del 2009), è pari a 31 milioni di euro, in diminuzione di 28 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2009. L'incremento degli ammortamenti e delle

perdite di valore è prevalentemente riferibile alle maggiori perdite di valore su crediti commerciali.

#### Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2010 ammontano a 13.649 milioni di euro, in diminuzione di 1.757 milioni di euro rispetto al medesimo periodo del 2009 (-11,4%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 1.014 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-5,0 TWh) ai clienti in regime di maggior tutela e alla riduzione dei prezzi medi di vendita collegata, in particolare, alla componente di copertura dei costi di generazione;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 781 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-8,4 TWh);
- > maggiori ricavi sul mercato del gas naturale per 29 milioni di euro, prevalentemente correlabili alle maggiori quantità vendute (+338 milioni di metri cubi), pur in presenza di una riduzione dei prezzi medi di vendita.

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2010 si attesta a 281 milioni di euro, in aumento di 13 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2009. Tale incremento è sostanzialmente imputabile:

- > all'incremento del margine energia del mercato libero per 52 milioni di euro, che beneficia di minori costi di approvvigionamento tenuto conto delle minori quantità vendute e dei minori oneri netti realizzati derivanti dalla gestione del rischio *commodity*;
- > al maggior margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 23 milioni di euro;
- > ai minori proventi per rimborsi vari da clienti per 20 milioni di euro;
- > alla diminuzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nel mercato regolato per 18 milioni di euro, dovuta essenzialmente all'effetto delle minori quantità vendute; tale effetto è stato solo parzialmente compensato dall'incremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di vendita e dalla riduzione dei costi di approvvigionamento;
- > alla rilevazione, per 12 milioni di euro, del costo relativo alla sanzione pecuniaria irrogata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con delibera n. 66/07, per inosservanza dell'obbligo di indicare in bolletta le modalità di pagamento gratuito.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2010, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 199 milioni di euro (218 milioni di euro nell'analogo periodo del 2009), è pari a 82 milioni di euro, in aumento di 32 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2009. Il decremento degli ammortamenti e delle perdite di valore è prevalentemente riferibile alle minori perdite di valore su crediti commerciali, parzialmente compensate da un aumento dell'ammortamento delle attività immateriali.

#### Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 27 milioni di euro, in diminuzione di 16 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2009 che includevano alcuni investimenti in sistemi di fatturazione.

## Generazione ed Energy Management

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

- > produzione e vendita di energia elettrica:
  - generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione, Hydro Dolomiti Enel (nella provincia di Trento) e SE Hydro Power (nella provincia di Bolzano);
  - *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 impianti di generazione da fonte nucleare, tramite Sviluppo Nucleare Italia;
  - progetti di estrazione di gas naturale, tramite Enel Longanesi Development;
  - impianti di rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, tramite Nuove Energie ed Enel Stoccaggi.

### Dati operativi

#### PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre				Milioni di kWh	Primi nove mesi			
<b>2010</b>	2009	Variazioni			<b>2010</b>	2009	Variazioni	
12.822	13.051	(229)	-1,8%	Termoelettrica	35.965	36.015	(50)	-0,1%
5.146	5.567	(421)	-7,6%	Idroelettrica	16.549	18.570	(2.021)	-10,9%
2	-	2	-	Altre fonti	4	-	4	-
<b>17.970</b>	<b>18.618</b>	<b>(648)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>Totale produzione netta</b>	<b>52.518</b>	<b>54.585</b>	<b>(2.067)</b>	<b>-3,8%</b>

La produzione netta di energia nei primi nove mesi del 2010 è pari a 52.518 milioni di kWh con un decremento del 3,8% rispetto al medesimo periodo del 2009; analogo *trend* si registra nel terzo trimestre 2010 con una produzione netta pari a 17.970 milioni di kWh, in calo del 3,5% rispetto al terzo trimestre 2009. Alla riduzione della produzione idroelettrica nei primi nove mesi del 2010, pari a 2.021 milioni di kWh (-421 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010), dovuta alla minore idraulicità del periodo, si aggiunge la minore produzione termoelettrica nello stesso periodo, pari a 50 milioni di kWh (-229 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010).

## CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

3° trimestre			Milioni di kWh			Primi nove mesi						
2010	2009	Variazioni	2010	2009	Variazioni	2010	2009	Variazioni				
162	1,2%	363	2,6%	(201)	-55,4%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	585	1,5%	1.430	3,7%	(845)	-59,1%
408	3,0%	379	2,7%	29	7,7%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	739	2,0%	1.508	3,9%	(769)	-51,0%
570	4,2%	742	5,3%	(172)	-23,2%	Totale olio combustibile	1.324	3,5%	2.938	7,6%	(1.614)	-54,9%
5.207	38,1%	5.966	42,8%	(759)	-12,7%	Gas naturale	15.332	40,0%	14.165	36,7%	1.167	8,2%
7.755	56,8%	7.076	50,7%	679	9,6%	Carbone	21.262	55,5%	21.116	54,7%	146	0,7%
126	0,9%	162	1,2%	(36)	-22,2%	Altri combustibili	369	1,0%	400	1,0%	(31)	-7,8%
<b>13.658</b>	<b>100,0%</b>	<b>13.946</b>	<b>100,0%</b>	<b>(288)</b>	<b>-2,1%</b>	<b>TOTALE</b>	<b>38.287</b>	<b>100,0%</b>	<b>38.619</b>	<b>100,0%</b>	<b>(332)</b>	<b>-0,9%</b>

La produzione termoelettrica lorda dei primi nove mesi del 2010 registra un lieve decremento (332 milioni di kWh pari allo 0,9%) rispetto a quella dell'analogo periodo del 2009 (-288 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010, pari al -2,1%). La diminuzione ha riguardato la produzione da olio combustibile (-54,9% nei primi nove mesi del 2010), dovuta a uno sfavorevole scenario dei prezzi dei combustibili che ha reso non competitivo l'utilizzo di tale materia prima. Tale fenomeno risulta parzialmente compensato dall'aumento della produzione da gas naturale (+8,2% nei primi nove mesi del 2010), riconducibile al maggior funzionamento richiesto agli impianti a ciclo combinato nelle regioni settentrionali (che ha compensato la flessione registrata dagli impianti del Centro Italia e della Sicilia resi indisponibili per attività di manutenzione) e a un lieve incremento della produzione da carbone (+0,7%). Nel terzo trimestre 2010, invece, si registra un decremento sia della produzione da olio combustibile (-23,2%), sia della produzione da gas naturale (-12,7%) a seguito del minor impiego degli impianti a ciclo combinato. Tali decrementi risultano parzialmente compensati dall'incremento della produzione da carbone (+9,6%), da riferirsi principalmente al funzionamento delle tre sezioni della centrale di Torrealvaldiga Nord (la cui produzione ha più che compensato la maggiore indisponibilità degli impianti per attività di manutenzione della centrale di Brindisi e Fusina).

## Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mesi		
2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione
4.181	4.346	(165)	Ricavi	12.417	13.640	(1.223)		
187	174	13	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	586	601	(15)		
624	805	(181)	Margine operativo lordo	1.853	2.682	(829)		
485	629	(144)	Risultato operativo	1.445	2.162	(717)		
			Attività operative	14.910	15.054 <sup>(1)</sup>	(144)		
			Passività operative	3.626	4.218 <sup>(1)</sup>	(592)		
			Dipendenti a fine periodo (n.)	6.644	6.703 <sup>(1)</sup>	(59)		
			Investimenti	411	503	(92)		

(1) Al 31 dicembre 2009.

### Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2010 ammontano a 4.181 milioni di euro, in diminuzione di 165 milioni di euro (-3,8%) rispetto all'analogo periodo del 2009 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 324 milioni di euro riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-4,2 TWh);
- > minori ricavi per contributi da Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per 35 milioni di euro, riferibili al venir meno, a partire dalla fine del 2009, del diritto al rimborso degli *stranded cost*;
- > minori ricavi per 26 milioni di euro per attività di *trading* estero nei mercati internazionali dell'energia elettrica, dovuti essenzialmente ai minori prezzi medi di vendita pur in presenza di maggiori quantità vendute (+3,0 TWh).

Tali effetti negativi sono solo parzialmente compensati da:

- > maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 127 milioni di euro, riconducibili all'incremento dei ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale ed estero (+304 milioni di euro), parzialmente compensati da minori ricavi da vendita di energia elettrica (-3,0 TWh) destinata al mercato libero della Divisione Mercato (-177 milioni di euro);
- > maggiori ricavi per vendita di combustibili per *trading* per 48 milioni di euro, attribuibili all'incremento dei ricavi da vendita di gas naturale per 83 milioni di euro, parzialmente compensato dal decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 35 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per vendite di CERs (*Certified Emission Reduction*) per 40 milioni di euro, parzialmente compensati da minori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 12 milioni di euro;
- > maggiori ricavi relativi ai corrispettivi per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 19 milioni di euro, a seguito dell'aumento dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto e del corrispettivo riconosciuto agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema.

Il **marginale operativo lordo** del terzo trimestre 2010 si attesta a 624 milioni di euro, in diminuzione di 181 milioni di euro (-22,5%) rispetto agli 805 milioni di euro registrati nel medesimo periodo del 2009. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alla riduzione del margine da generazione, nonché al venir meno del diritto al rimborso degli *stranded cost* citato nel commento dei ricavi.

Il **risultato operativo** si attesta a 485 milioni di euro, in diminuzione di 144 milioni di euro (-22,9%) rispetto al terzo trimestre 2009. Tale variazione include minori ammortamenti e perdite di valore per 37 milioni di euro, da riferirsi prevalentemente alla revisione della vita utile di taluni impianti rientrati nel regime delle unità essenziali per la sicurezza del sistema.

### Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2010 ammontano a 12.417 milioni di euro, in diminuzione di 1.223 milioni di euro (-9,0%) rispetto all'analogo periodo del 2009 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 1.081 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-12,0 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 204 milioni di euro, parzialmente compensati da maggiori ricavi per vendite

- di CERs (*Certified Emission Reduction*) per 67 milioni di euro;
- > minori ricavi per contributi da Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per 108 milioni di euro, riferibili sostanzialmente al venir meno del diritto al rimborso degli *stranded cost* avvenuto alla fine del 2009;
  - > minori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 74 milioni di euro, attribuibili alla riduzione dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 57 milioni di euro e al decremento dei ricavi da vendita di gas naturale per 17 milioni di euro;
  - > minori ricavi per 57 milioni di euro per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica, dovuti essenzialmente ai minori prezzi medi di vendita pur in presenza di maggiori quantità vendute (+9,7 TWh);
  - > minori ricavi per 78 milioni di euro, dovuti alla rilevazione nel secondo trimestre 2009 di proventi relativi a partite pregresse contenute nell'accordo transattivo raggiunto tra Eni ed Enel Trade.

Tali effetti negativi sono solo parzialmente compensati da:

- > maggiori ricavi relativi ai corrispettivi per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 179 milioni di euro, a seguito dell'aumento dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto e del corrispettivo riconosciuto agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema;
- > maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 162 milioni di euro, riconducibili all'incremento dei ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale ed estero (+863 milioni di euro), parzialmente compensato dai minori ricavi da vendita di energia elettrica (-9,5 TWh) destinata al mercato libero della Divisione Mercato (-701 milioni di euro).

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2010 si attesta a 1.853 milioni di euro, in diminuzione di 829 milioni di euro (-30,9%) rispetto ai 2.682 milioni di euro registrati nel medesimo periodo del 2009. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alla riduzione del margine da generazione e del margine da *trading* di gas naturale, alla rilevazione nel secondo trimestre 2009 di partite pregresse positive contenute nell'accordo transattivo con Eni, nonché al venir meno del diritto al rimborso degli *stranded cost* citato nel commento ai ricavi.

Il **risultato operativo** si attesta a 1.445 milioni di euro, in diminuzione di 717 milioni di euro (-33,2%) rispetto ai primi nove mesi del 2009; tale variazione include minori ammortamenti e perdite di valore per 112 milioni di euro, da riferirsi prevalentemente alla revisione della vita utile di taluni impianti, rientrati nel regime delle unità essenziali per la sicurezza del sistema.

### Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 411 milioni di euro, di cui 402 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti dei primi nove mesi del 2010 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 344 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torvaldaliga Nord per 151 milioni di euro e attività di rifacimento dei captatori delle polveri presso l'impianto di Brindisi per complessivi 16 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 a iniziative a forte valenza ambientale.

### Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
125	198	(73)	Ricavi	453	655	(202)
7	-	7	Margine operativo lordo	14	13	1
6	(1)	7	Risultato operativo	11	11	-
			Attività operative	187	342 <sup>(1)</sup>	(155)
			Passività operative	271	363 <sup>(1)</sup>	(92)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	1.287	1.202 <sup>(1)</sup>	85
			Investimenti	2	1	1

(1) Al 31 dicembre 2009.

#### Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2010 ammontano a 125 milioni di euro, in calo di 73 milioni di euro (-36,9%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 71 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 26 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune attività finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole;
- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 7 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** e il **risultato operativo** nel terzo trimestre 2010 presentano un incremento di 7 milioni di euro, riferibile principalmente al contenimento dei costi operativi.

#### Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2010 ammontano a 453 milioni di euro, in calo di 202 milioni di euro (-30,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 202 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord, attività che si è sostanzialmente conclusa nel primo semestre 2010;
- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 79 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune



attività finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole;

- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 47 milioni di euro, connesse alla realizzazione di impianti a ciclo combinato in Russia (24 milioni di euro) e Belgio (22 milioni di euro), oltre ad attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (18 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività in Bulgaria (12 milioni di euro) e Grecia (5 milioni di euro).

Il  **margine operativo lordo** ammonta a 14 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010, mostrando un andamento in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il  **risultato operativo** ammonta a 11 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010 e presenta un andamento in linea con quello del margine operativo lordo.

## Infrastrutture e Reti

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

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;
- > Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

### Dati operativi

#### TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre				Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni		2010	2009	Variazioni	
62.172	61.433	739	1,2%	183.600	179.517	4.083	2,3%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) <sup>(1)</sup>							

(1) I dati dei primi nove mesi e del terzo trimestre 2009 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate a seguito di ulteriori verifiche.

L'andamento dell'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel terzo trimestre e nei primi nove mesi del 2010 riflette essenzialmente l'aumento della richiesta di energia elettrica nel Paese, connesso anche alla ripresa economica che ha caratterizzato i due periodi di riferimento del 2010 rispetto agli analoghi periodi del 2009.

### Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
1.754	1.608	146	Ricavi	5.168	5.079	89
981	827	154	Margine operativo lordo	2.826	2.843	(17)
748	617	131	Risultato operativo	2.153	2.213	(60)
			Attività operative	17.270	17.272 <sup>(1)</sup>	(2)
			Passività operative	5.465	5.651 <sup>(1)</sup>	(186)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	19.704	19.700 <sup>(2)</sup>	4
			Investimenti	784	762	22

(1) Al 31 dicembre 2009. I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili.

(2) Al 31 dicembre 2009.

#### Risultati economici del terzo trimestre

I **ricavi** del terzo trimestre 2010 ammontano a 1.754 milioni di euro, in aumento di 146 milioni di euro (+9,1%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2009; tale variazione è connessa essenzialmente a:

- > maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 97 milioni di euro, derivanti principalmente dall'incremento dei prezzi medi di trasporto (comprensivi dei meccanismi di perequazione) e dall'aumento delle quantità di energia elettrica distribuita ai clienti finali;
- > maggiori ricavi per partite pregresse pari a 47 milioni di euro;
- > maggiori contributi relativi ai titoli di efficienza elettrica per 10 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 981 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 154 milioni di euro (+18,6%), sostanzialmente riconducibile a:

- > maggiori partite pregresse positive per 75 milioni di euro;
- > un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 59 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 233 milioni di euro (210 milioni di euro nel terzo trimestre 2009), si attesta a 748 milioni di euro, in aumento di 131 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2009 (+21,2%).

#### Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2010 ammontano a 5.168 milioni di euro, in aumento di 89 milioni di euro (+1,8%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2009; se si esclude da tale variazione la plusvalenza derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione rilevata nel secondo trimestre 2009 per 297 milioni di euro (incluso l'aggiustamento prezzo), i ricavi dei primi nove mesi del 2010 risultano in aumento di 386 milioni di euro. Tale ultima variazione è connessa essenzialmente a:

- > maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 338 milioni di euro, derivanti principalmente dall'incremento dei prezzi medi di trasporto (comprensivi dei meccanismi di perequazione), a seguito degli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio 2008-2011, e dall'aumento delle quantità di energia elettrica distribuita ai clienti finali;
- > partite pregresse con impatto positivo per 36 milioni di euro, quale saldo tra le componenti rilevate nei primi nove mesi del 2010 (+7 milioni di euro), riferite prevalentemente alla perequazione a copertura dell'acquisto dell'energia elettrica, e le componenti rilevate nell'analogo periodo del 2009 (-29 milioni di euro), da collegare al meccanismo di perequazione della differenza tra le perdite di rete effettive e le perdite *standard* per gli esercizi 2007 e 2008, parzialmente compensato dall'adeguamento positivo netto del meccanismo di perequazione clienti domestici dell'esercizio 2007, dall'integrazione dei ricavi a copertura dello sconto energia dipendenti e pensionati dell'esercizio 2008, nonché dalla perequazione a copertura dell'acquisto dell'energia elettrica;
- > maggiori ricavi per contributi di allacciamento da attribuire anche all'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 (pari a 13 milioni di euro);
- > maggiori contributi relativi ai titoli di efficienza elettrica per 10 milioni di euro;
- > minori premi sulla continuità del servizio per 17 milioni di euro, a seguito delle modifiche alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 333/07.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 2.826 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 17 milioni di euro (-0,6%) essenzialmente riconducibile:

- > alla rilevazione, nei primi nove mesi del 2009, della sopra citata plusvalenza derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione per 297 milioni di euro;
- > al minor margine conseguente alla cessione della rete elettrica in alta tensione, avvenuta in data 1° aprile 2009, per complessivi 33 milioni di euro;
- > a minori premi sulla continuità del servizio per 17 milioni di euro, a seguito delle modifiche alla delibera dell'AEEG n. 333/07;
- > a un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 205 milioni di euro;

- > a partite pregresse negative nette rilevate nei primi nove mesi del 2009 per 36 milioni di euro; in particolare, agli effetti precedentemente commentati nei ricavi si aggiunge l'effetto delle partite positive relative ad acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico, a seguito dell'attività di allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione;
- > a maggiori proventi per 13 milioni di euro riferibili all'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18, già commentata nei ricavi;
- > all'incremento del margine di Enel Sole per 10 milioni di euro, sostanzialmente dovuto a maggiori contributi ricevuti;
- > a minori oneri per incentivi all'esodo per 81 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 673 milioni di euro (630 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009), si attesta a 2.153 milioni di euro, in diminuzione di 60 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2009 (-2,7%). Se si esclude l'effetto positivo derivante dalla rilevazione nei primi nove mesi del 2009 per 297 milioni di euro della plusvalenza sopra citata relativa alla vendita di Enel Linee Alta Tensione, il risultato operativo risulta in crescita di 237 milioni di euro.

#### **Investimenti**

Gli **investimenti** nei primi nove mesi del 2010 ammontano a 784 milioni di euro, con un aumento rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente di 22 milioni di euro, da riferire principalmente ai maggiori interventi sulla rete elettrica in media e bassa tensione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio.

## Iberia e America Latina

La Divisione Iberia e America Latina ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività del Gruppo 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.

A seguito dell'operazione di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, le attività riferibili alla società Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR, oggi Enel Green Power España) e alle società da essa controllate sono confluite dalla Divisione Iberia e America Latina nella Divisione Energie Rinnovabili. Pertanto, i risultati di tali attività relativamente al primo trimestre del 2010, al termine del quale è avvenuto il trasferimento sopra citato, sono riflessi nella Divisione Iberia e America Latina, mentre i dati patrimoniali delle stesse attività al 30 settembre 2010 sono inclusi nella Divisione Energie Rinnovabili.

Si evidenzia inoltre che, a seguito dell'operazione di acquisizione dell'ulteriore quota del 25,01% del capitale di Endesa, avvenuta in data 25 giugno 2009, la stessa è stata consolidata a partire da tale data con il metodo integrale anziché con il metodo proporzionale. Conseguentemente, i dati economici e operativi (ove non diversamente indicato) relativi ai primi sei mesi del 2009 sono determinati tenendo conto di tale diverso metodo di consolidamento e pertanto in misura pari alla quota di competenza del Gruppo (67,05%).

### Dati operativi

#### PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

3° trimestre		Milioni di kWh			Primi nove mesi			
<b>2010</b>	2009	Variazioni			<b>2010</b>	2009	Variazioni	
17.749	16.684	1.065	6,4%	Termoelettrica	44.342	39.324	5.018	12,8%
7.462	6.184	1.278	20,7%	Nucleare	20.278	13.868	6.410	46,2%
10.814	11.688	(874)	-7,5%	Idroelettrica	32.534	27.427	5.107	18,6%
32	335	(303)	-90,4%	Eolica	597	1.387	(790)	-57,0%
-	78	(78)	-100,0%	Altre fonti	60	167	(107)	-64,1%
<b>36.057</b>	<b>34.969</b>	<b>1.088</b>	<b>3,1%</b>	<b>Totale produzione netta</b>	<b>97.811</b>	<b>82.173</b>	<b>15.638</b>	<b>19,0%</b>

La produzione netta effettuata nei primi nove mesi del 2010 è pari a 97.811 milioni di kWh (36.057 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010), con un incremento di 15.638 milioni di kWh (+1.088 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010) rispetto all'analogo periodo del 2009. La produzione netta nella penisola iberica, nei primi nove mesi del 2010, si incrementa di 6.489 milioni di kWh (+119 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010): in particolare, l'incremento relativo al cambio del metodo di consolidamento, pari a 12.369 milioni di kWh, e la maggior produzione nucleare sono stati solo parzialmente compensati dalla riduzione della produzione termoelettrica (-24,7%) e dalla minore produzione eolica, da riferire sostanzialmente al trasferimento alla Divisione Energie Rinnovabili di ECyR (oggi Enel Green Power España).

A tale fenomeno si aggiunge la maggior produzione in America Latina per 9.456 milioni di kWh (+1.326 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010) riferibile essenzialmente al cambio del metodo di consolidamento per 10.556 milioni di kWh, parzialmente compensata dalla riduzione della produzione idroelettrica

(-10,8%) in Colombia e Cile dovuta alla minore idraulicità del periodo. Tale riduzione è in parte compensata nel terzo trimestre 2010 dall'incremento della produzione da fonte termoelettrica, da riferire anche alla piena disponibilità degli impianti di Fortaleza (Brasile) e San Isidro (Cile).

#### CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi					
2010	2009	Variazioni				2010	2009	Variazioni				
2.433	9,3%	2.220	9,2%	213	9,6%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	6.615	9,8%	4.881	8,8%	1.734	35,5%
243	0,9%	377	1,6%	(134)	-35,5%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	569	0,8%	807	1,5%	(238)	-29,5%
2.676	10,2%	2.597	10,8%	79	3,0%	Totale olio combustibile	7.184	10,6%	5.688	10,3%	1.496	26,3%
6.306	24,1%	7.182	30,0%	(876)	-12,2%	Gas naturale	19.460	28,9%	17.107	30,8%	2.353	13,8%
6.343	24,3%	6.389	26,7%	(46)	-0,7%	Carbone	13.395	19,9%	14.831	26,7%	(1.436)	-9,7%
7.811	29,9%	6.513	27,2%	1.298	19,9%	Combustibile nucleare	21.168	31,4%	14.390	25,9%	6.778	47,1%
2.995	11,5%	1.284	5,3%	1.711	133,3%	Altri combustibili	6.166	9,2%	3.497	6,3%	2.669	76,3%
<b>26.131</b>	<b>100,0%</b>	<b>23.965</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.166</b>	<b>9,0%</b>	<b>Totale</b>	<b>67.373</b>	<b>100,0%</b>	<b>55.513</b>	<b>100,0%</b>	<b>11.860</b>	<b>21,4%</b>

La produzione termica lorda registra un incremento rispetto ai primi nove mesi del 2009 di 11.860 milioni di kWh (+2.166 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010), riferibile sostanzialmente all'effetto della variazione del metodo di consolidamento di Endesa, pari a 15.504 milioni di kWh, e alla maggior produzione nucleare, solo parzialmente compensati dalla riduzione della produzione termoelettrica (-24,8%).

#### VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre			Milioni di kWh				Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni				2010	2009	Variazioni		
<b>Mercato libero:</b>										
28.001	27.945	56	0,2%	- Penisola iberica	80.173	46.334	33.839	73,0%		
1.666	1.658	8	0,5%	- America Latina	5.339	3.970	1.369	34,5%		
<b>29.667</b>	<b>29.603</b>	<b>64</b>	<b>0,2%</b>	<b>Totale mercato libero</b>	<b>85.512</b>	<b>50.304</b>	<b>35.208</b>	<b>70,0%</b>		
<b>Mercato regolato:</b>										
-	-	-	-	- Penisola iberica	-	15.010	(15.010)	-		
11.187	10.431	756	7,2%	- America Latina	32.498	23.855	8.643	36,2%		
<b>11.187</b>	<b>10.431</b>	<b>756</b>	<b>7,2%</b>	<b>Totale mercato regolato</b>	<b>32.498</b>	<b>38.865</b>	<b>(6.367)</b>	<b>-16,4%</b>		
<b>40.854</b>	<b>40.034</b>	<b>820</b>	<b>2,0%</b>	<b>TOTALE</b>	<b>118.010</b>	<b>89.169</b>	<b>28.841</b>	<b>32,3%</b>		
28.001	27.945	56	0,2%	- di cui Penisola iberica	80.173	61.344	18.829	30,7%		
12.853	12.089	764	6,3%	- di cui America Latina	37.837	27.825	10.012	36,0%		

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nei primi nove mesi del 2010 sono pari a 118.010 milioni di kWh, in aumento di 28.841 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2009 (+820 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010). Tale incremento si riferisce per 24.844 milioni di kWh all'effetto del cambio di metodo di consolidamento, cui si aggiunge un incremento delle vendite particolarmente concentrato in America Latina, conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica.

Si segnala, infine, che a seguito dell'introduzione nel mercato spagnolo della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), avvenuta in data 1° luglio 2009, a partire da questa data tutte le vendite su tale mercato sono da considerarsi effettuate sul mercato libero.

## Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
<b>2010</b>	2009	Variazione		<b>2010</b>	2009	Variazione
7.803	7.323	480	Ricavi	22.646	14.472	8.174
(11)	850	(861)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	15	328	(313)
1.983	2.186	(203)	Margine operativo lordo	6.030	4.602	1.428
1.170	1.512	(342)	Risultato operativo	3.748	2.974	774
			Attività operative <sup>(1)</sup>	80.280	80.799 <sup>(2)</sup>	(519)
			Passività operative <sup>(3)</sup>	12.858	13.016 <sup>(2)</sup>	(158)
			Dipendenti a fine periodo (n.) <sup>(4)</sup>	25.057	26.305 <sup>(5)</sup>	(1.248)
			Investimenti	1.386	1.515	(129)

(1) Di cui 1.974 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(2) Al 31 dicembre 2009. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.

(3) Di cui 149 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(4) Include 1.854 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (1.330 unità al 31 dicembre 2009).

(5) Al 31 dicembre 2009.

### Risultati 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		
	<b>2010</b>	2009	Variazione	<b>2010</b>	2009	Variazione	<b>2010</b>	2009	Variazione
Europa	5.158	5.240	(82)	1.110	1.335	(225)	588	917	(329)
America Latina	2.645	2.083	562	873	851	22	582	595	(13)
<b>Totale</b>	<b>7.803</b>	<b>7.323</b>	<b>480</b>	<b>1.983</b>	<b>2.186</b>	<b>(203)</b>	<b>1.170</b>	<b>1.512</b>	<b>(342)</b>

I **ricavi** del terzo trimestre 2010 sono in aumento di 480 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 562 milioni di euro, riferibili alle maggiori quantità vendute in tutti i Paesi latinoamericani (particolarmente in Brasile);
- > minori ricavi in Europa per 82 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle minori quantità prodotte, nonché ai minori contributi d'allacciamento (-35 milioni di euro). Tali fenomeni risultano solo parzialmente compensati dai maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 197 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.983 milioni di euro, in diminuzione di 203 milioni di euro (-9,3%) rispetto al terzo trimestre 2009. In particolare, si evidenzia:

- > il decremento del margine operativo lordo in Europa per 225 milioni di euro, riferibile sostanzialmente al minor margine energia elettrica, rilevato soprattutto nelle attività di vendita e distribuzione;
- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 22 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2010 è pari a 1.170 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, un decremento di 342 milioni di euro.

### Risultati 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		
	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione
Europa	15.416	9.646	5.770	3.561	2.714	847	2.145	1.645	500
America Latina	7.230	4.826	2.404	2.469	1.888	581	1.603	1.329	274
<b>Totale</b>	<b>22.646</b>	<b>14.472</b>	<b>8.174</b>	<b>6.030</b>	<b>4.602</b>	<b>1.428</b>	<b>3.748</b>	<b>2.974</b>	<b>774</b>

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2010 sono in aumento di 8.174 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 5.770 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla variazione del perimetro di consolidamento per 2.165 milioni di euro e all'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, della sopra citata *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) per 2.180 milioni di euro che ha comportato la rilevazione separata nel Conto economico della 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 precedentemente a tale applicazione. A tali fenomeni si aggiungono maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 962 milioni di euro (che nei primi nove mesi del 2009 risentivano di partite pregresse negative), nonché l'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 (218 milioni di euro);
- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 2.404 milioni di euro, riferibili, oltre che alla variazione del metodo di consolidamento per 1.348 milioni di euro, alle maggiori quantità vendute in tutti i Paesi latinoamericani e in particolare in Brasile.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 6.030 milioni di euro, in crescita di 1.428 milioni di euro (+31,0%) rispetto ai primi nove mesi del 2009, a seguito di:

- > aumento del margine operativo lordo in Europa per 847 milioni di euro, relativo al cambio di metodo di consolidamento di Endesa per 678 milioni di euro e all'effetto dell'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, dell'IFRIC 18 per 218 milioni di euro;
- > crescita del margine operativo lordo in America Latina per 581 milioni di euro, sostanzialmente riferibile per 510 milioni di euro al sopra citato cambio del metodo di consolidamento.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2010 è pari a 3.748 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, un incremento di 774 milioni di euro, di cui 718 milioni di euro riferibili alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa.



### Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 1.386 milioni di euro, in calo di 129 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti dei primi nove mesi del 2010 si riferiscono per 497 milioni di euro a impianti di generazione.

Gli investimenti sulla rete elettrica, pari a 728 milioni di euro (di cui 429 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 sostenere la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, di consolidare la gestione e l'integrazione delle attività estere non comprese nei mercati iberico e 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), sviluppo di impianti termoelettrici e attività di supporto in Belgio (Marcinelle Energie ed Enel Operations Belgium);
- > 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), di sviluppo di impianti termoelettrici in Grecia (Enelco);
- > Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergoSbyt), di generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa. I dati riferiti ai primi nove mesi del 2009 includono i risultati di SeverEnergiya, società ceduta il 30 settembre 2009.

### Dati operativi

#### PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

3° trimestre				Milioni di kWh		Primi nove mesi			
<b>2010</b>	2009	Variazioni				<b>2010</b>	2009	Variazioni	
12.535	11.333	1.202	10,6%	Termoelettrica		36.583	31.606	4.977	15,7%
3.001	2.910	91	3,1%	Nucleare		10.189	9.553	636	6,7%
1.474	1.049	425	40,5%	Idroelettrica		4.023	3.453	570	16,5%
7	3	4	133,3%	Altre fonti		15	3	12	-
<b>17.017</b>	<b>15.295</b>	<b>1.722</b>	<b>11,3%</b>	<b>Totale produzione netta</b>		<b>50.810</b>	<b>44.615</b>	<b>6.195</b>	<b>13,9%</b>

La produzione netta effettuata all'estero nei primi nove mesi del 2010 è pari a 50.810 milioni di kWh, con un incremento di 6.195 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2009 riferibile alla maggiore produzione di Enel OGK-5 (+4.410 milioni di kWh), di Enel Maritza East 3 (+930 milioni di kWh) e di Slovenské elektrárne (+855 milioni di kWh). La crescita è sostanzialmente da attribuire all'incremento generalizzato della domanda nei mercati di riferimento, cui si aggiunge l'effetto, per quanto riguarda Enel Maritza East 3, del funzionamento a pieno regime della centrale a valle del completamento dei lavori di *refurbishment*.

Gli andamenti relativi al terzo trimestre 2010 sono in linea con quelli dei primi nove mesi.

## CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi					
2010		2009		Variazioni				2010		2009		Variazioni	
20	0,1%	60	0,4%	(40)	-66,7%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)		110	0,2%	143	0,3%	(33)	-23,1%
6.059	36,5%	5.260	34,5%	799	15,2%	Gas naturale		15.785	31,6%	14.269	32,3%	1.516	10,6%
7.252	43,8%	6.765	44,4%	487	7,2%	Carbone		23.125	46,3%	19.479	44,1%	3.646	18,7%
3.247	19,6%	3.150	20,7%	97	3,1%	Combustibile nucleare		10.975	21,9%	10.311	23,3%	664	6,4%
<b>16.578</b>	<b>100,0%</b>	<b>15.235</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.343</b>	<b>8,8%</b>	<b>Totale</b>		<b>49.995</b>	<b>100,0%</b>	<b>44.202</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.793</b>	<b>13,1%</b>

La produzione termica lorda dei primi nove mesi del 2010 si incrementa di 5.793 milioni di kWh (+1.343 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010), attestandosi a 49.995 milioni di kWh (16.578 milioni di kWh al terzo trimestre 2010).

L'incremento, che ha riguardato tutte le tipologie di combustibili e le tecnologie impiantistiche a eccezione della produzione da olio combustibile, consegue all'aumento della domanda di energia elettrica derivante da una parziale ripresa dell'economia internazionale. La crescita maggiore riguarda la produzione da carbone con una maggiore contribuzione da parte di Enel OGG-5 (3.027 milioni di kWh) e di Enel Maritza East 3 (1.037 milioni di kWh).

## VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre				Milioni di kWh				Primi nove mesi					
2010		2009		Variazioni				2010		2009		Variazioni	
<b>Mercato libero:</b>													
245	251	(6)	-2,4%	- Romania		679	812	(133)	-16,4%				
1.284	667	617	92,5%	- Francia		4.122	2.295	1.827	79,6%				
4.487	1.901	2.586	136,0%	- Russia		10.308	3.474	6.834	196,7%				
<b>6.016</b>	<b>2.819</b>	<b>3.197</b>	<b>113,4%</b>	<b>Totale mercato libero</b>		<b>15.109</b>	<b>6.581</b>	<b>8.528</b>	<b>129,6%</b>				
<b>Mercato regolato:</b>													
1.947	2.063	(116)	-5,6%	- Romania		6.140	6.459	(319)	-4,9%				
1.321	2.780	(1.459)	-52,5%	- Russia		5.201	10.757	(5.556)	-51,7%				
<b>3.268</b>	<b>4.843</b>	<b>(1.575)</b>	<b>-32,5%</b>	<b>Totale mercato regolato</b>		<b>11.341</b>	<b>17.216</b>	<b>(5.875)</b>	<b>-34,1%</b>				
<b>9.284</b>	<b>7.662</b>	<b>1.622</b>	<b>21,2%</b>	<b>TOTALE</b>		<b>26.450</b>	<b>23.797</b>	<b>2.653</b>	<b>11,1%</b>				
2.192	2.314	(122)	-5,3%	- di cui Romania		6.819	7.271	(452)	-6,2%				
1.284	667	617	92,5%	- di cui Francia		4.122	2.295	1.827	79,6%				
5.808	4.681	1.127	24,1%	- di cui Russia		15.509	14.231	1.278	9,0%				

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nei primi nove mesi del 2010 si incrementano di 2.653 milioni di kWh (+1.622 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010), con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 1.827 milioni di kWh, per effetto della maggiore *anticipated capacity* a disposizione rispetto all'analogo periodo del 2009, e al mercato russo per 1.278 milioni di kWh a seguito della maggiore richiesta di energia. Tale incremento è solo parzialmente compensato dalle minori vendite delle società rumene per 452 milioni di kWh, prevalentemente da attribuire al calo dei consumi rilevato in particolare nella regione servita da Enel Energie Muntenia.

## Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
<b>2010</b>	2009	Variazione		<b>2010</b>	2009	Variazione
1.643	1.413	230	Ricavi	4.754	4.062	692
16	36	(20)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	3	49	(46)
363	411	(48)	Margine operativo lordo	1.204	1.109	95
181	274	(93)	Risultato operativo	762	666	96
			Attività operative <sup>(1)</sup>	13.002	12.292 <sup>(2)</sup>	710
			Passività operative <sup>(3)</sup>	4.812	4.786 <sup>(2)</sup>	26
			Dipendenti a fine periodo (n.)	15.350 <sup>(4)</sup>	15.752 <sup>(5)</sup>	(402)
			Investimenti	779	671	108

(1) Di cui 585 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010.

(2) Al 31 dicembre 2009. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili.

(3) Di cui 25 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010.

(4) Include 513 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Al 31 dicembre 2009.

### 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		
	<b>2010</b>	2009	Variazione	<b>2010</b>	2009	Variazione	<b>2010</b>	2009	Variazione
Europa centrale	671	612	59	161	227	(66)	48	142	(94)
Europa sud-orientale	288	280	8	94	71	23	54	40	14
Russia	684	521	163	108	113	(5)	79	92	(13)
<b>Totale</b>	<b>1.643</b>	<b>1.413</b>	<b>230</b>	<b>363</b>	<b>411</b>	<b>(48)</b>	<b>181</b>	<b>274</b>	<b>(93)</b>

I **ricavi** del terzo trimestre 2010 sono in crescita di 230 milioni di euro (+16,3%) passando da 1.413 milioni di euro a 1.643 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 163 milioni di euro, prevalentemente riferibile a Enel OGG-5 (136 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergosbyt correlati essenzialmente all'incremento dei prezzi di vendita; tali effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione, nel terzo trimestre 2009, della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia (68 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 59 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica di Slovenské elektrárne per 38 milioni di euro e di Enel France per 22 milioni di euro. Entrambe le variazioni sono da collegare a maggiori quantità vendute, il cui effetto ha più che compensato uno scenario di prezzi medi di vendita decrescenti;
- > all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 8 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 363 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 48 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2009. Tale andamento è relativo:

- > al decremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 66 milioni di euro conseguente al minor margine realizzato da Slovenské elektrárne (64 milioni di euro) e da Enel France;

- > a una riduzione del margine operativo lordo in Russia per 5 milioni di euro, per effetto sostanzialmente della rilevazione, nel terzo trimestre 2009, della citata plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia (68 milioni di euro), parzialmente compensata dal maggior margine di Enel OGK-5 pari a 35 milioni di euro e di RusEnergoSbyt per 24 milioni di euro, nonché dall'effetto positivo del deconsolidamento di SeverEnergia per 5 milioni di euro;
- > a un aumento del margine in Europa sud-orientale per 23 milioni di euro, il cui incremento è sostanzialmente connesso al miglior margine realizzato in Romania per 20 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2010 è pari a 181 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 45 milioni di euro, un decremento di 93 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		
	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione
Europa centrale	1.998	1.902	96	663	726	(63)	419	473	(54)
Europa sud-orientale	899	855	44	266	187	79	147	93	54
Russia	1.857	1.305	552	275	196	79	196	100	96
<b>Totale</b>	<b>4.754</b>	<b>4.062</b>	<b>692</b>	<b>1.204</b>	<b>1.109</b>	<b>95</b>	<b>762</b>	<b>666</b>	<b>96</b>

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2010 sono in crescita di 692 milioni di euro (+17,0%) passando da 4.062 milioni di euro a 4.754 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 552 milioni di euro, prevalentemente riferibile a Enel OGK-5 (350 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergoSbyt correlati alle maggiori quantità vendute in un regime di prezzi crescenti; tali fenomeni sono parzialmente compensati dalla rilevazione nel terzo trimestre 2009 della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia (68 milioni di euro)
- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 96 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 53 milioni di euro e ai maggiori ricavi in Slovacchia per 44 milioni di euro. Entrambe le variazioni sono da collegare a maggiori quantità vendute, il cui effetto ha più che compensato uno scenario di prezzi medi di vendita decrescenti;
- > all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 44 milioni di euro, sostanzialmente da collegare alla crescita dei ricavi delle società rumene per 21 milioni di euro, sostanzialmente riferibili all'applicazione dell'IFRIC 18, e di Enel Maritza East 3 per 23 milioni di euro, correlata all'aumento dei prezzi di vendita e dal pieno funzionamento degli impianti.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.204 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 95 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2009. Tale andamento è relativo:

- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 79 milioni di euro, per effetto sostanzialmente del maggior margine di Enel OGK-5 pari a 79 milioni di euro e di RusEnergosbyt per 52 milioni di euro, cui si aggiunge l'effetto positivo del deconsolidamento di SeverEnergia per 13 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione nel terzo trimestre 2009 della citata plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia;
- > a un aumento del margine in Europa sud-orientale per 79 milioni di euro, il cui incremento è sostanzialmente connesso al miglior margine realizzato in Romania per 68 milioni di euro (di cui 21 milioni di euro riferiti all'applicazione dell'IFRIC 18), nonché all'entrata in esercizio di una nuova sezione dell'impianto di Enel Maritza East 3;
- > a una riduzione del margine operativo lordo in Europa centrale, rispetto ai primi nove mesi 2009, riconducibile al minor margine realizzato da Slovenské elektrárne per 47 milioni di euro (da riferire prevalentemente all'effetto congiunto del maggior accantonamento al fondo per contratto oneroso, del rilascio del fondo rischi per *decommissioning* nucleare e del minor margine di generazione a seguito dei minori prezzi unitari di vendita) e al minor margine di Enel France, da attribuire alla sfavorevole dinamica dei prezzi nei periodi a confronto.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2010 è pari a 762 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, un incremento di 96 milioni di euro (+14,4%) tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 442 milioni di euro.

#### **Investimenti**

Gli **investimenti** ammontano a 779 milioni di euro, in aumento di 108 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. La variazione si riferisce per 92 milioni di euro ai maggiori investimenti in impianti di generazione, che nei primi nove mesi del 2010 sono pari a 590 milioni di euro e sono connessi prevalentemente ai maggiori interventi sugli impianti di produzione nucleare, parzialmente compensati dai minori investimenti sugli impianti termoelettrici.

## Energie Rinnovabili

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 Enel in coerenza con le sue strategie. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia e resto d'Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power, Enel Green Power Portoscuso, Enel Green Power Calabria, Maicor Wind, Enel Green Power Puglia, Enel Green Power Strambino Solar, Altomonte FV, EnerLIVE, Energia Eolica, Enel Green Power TSS, Enel Green Power & Sharp Solar Energy, 3Sun e Taranto Solar), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania) e Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria), nonché attività di impiantistica e *franchising* in Italia (Enel.si);
- > Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España – già Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR) – ed Enel Unión Fenosa Renovables) e America Latina (Enel Latin America);
- > Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel North America).

A seguito dell'operazione – avvenuta alla fine del primo trimestre 2010 – di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, ECyR, i cui risultati fino a tale riorganizzazione sono ricompresi in quelli della Divisione Iberia e America Latina, è entrata a far parte della Divisione Energie Rinnovabili.

### Dati operativi

#### PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

3° trimestre		Milioni di kWh		Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni		2010	2009	Variazioni	
<b>Italia:</b>							
1.355	1.472	(117)	-7,9%	4.869	5.090	(221)	-4,3%
1.209	1.251	(42)	-3,4%	3.721	3.728	(7)	-0,2%
114	81	33	40,7%	482	322	160	49,7%
-	1	(1)	-	1	2	(1)	-50,0%
<b>2.678</b>	<b>2.805</b>	<b>(127)</b>	<b>-4,5%</b>	<b>9.073</b>	<b>9.142</b>	<b>(69)</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Estero:</b>							
1.113	1.117	(4)	-0,4%	3.372	3.456	(84)	-2,4%
45	35	10	28,6%	178	83	95	114,5%
955	473	482	101,9%	2.766	1.515	1.251	82,6%
169	56	113	-	399	210	189	90,0%
<b>2.282</b>	<b>1.681</b>	<b>601</b>	<b>35,8%</b>	<b>6.715</b>	<b>5.264</b>	<b>1.451</b>	<b>27,6%</b>
<b>4.960</b>	<b>4.486</b>	<b>474</b>	<b>10,6%</b>	<b>15.788</b>	<b>14.406</b>	<b>1.382</b>	<b>9,6%</b>

La produzione netta della Divisione aumenta nei primi nove mesi del 2010 di 1.382 milioni di kWh (+9,6%) raggiungendo i 15.788 milioni di kWh (4.960

milioni di kWh nel terzo trimestre 2010). Tale incremento è attribuibile per 1.451 milioni di kWh alla maggior generazione all'estero (+601 milioni di kWh nel terzo trimestre 2010), la cui produzione eolica risente dell'effetto della variazione del perimetro di consolidamento all'interno della Divisione dovuta a Enel Green Power España, dell'avvio del parco eolico di Codesas II, nonché della maggiore produzione dei parchi eolici di Smoky I e Snyder, entrambi negli Stati Uniti. A tali fenomeni si aggiunge la maggior produzione geotermoelettrica a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti negli Stati Uniti (Still Water e Salt Wells). La produzione netta in Italia nei primi nove mesi del 2010 è in calo dello 0,8% rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, in quanto la maggiore produzione eolica risulta più che compensata dalla riduzione della produzione idroelettrica dovuta alla minore idraulicità del periodo. Lo stesso andamento si registra nel terzo trimestre 2010, dove la produzione netta presenta un decremento del 4,5% attribuibile alla minore produzione idroelettrica e geotermoelettrica, solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione eolica (+33 milioni di kWh).

### Risultati economici

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mesi		
2010	2009	Variazione				2010	2009	Variazione
543	396	147	Ricavi			1.517	1.259	258
1	30	(29)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>			64	76	(12)
315	264	51	Margine operativo lordo			966	884	82
224	208	16	Risultato operativo			719	715	4
			Attività operative <sup>(1)</sup>			8.912	6.423 <sup>(2)</sup>	2.489
			Passività operative <sup>(3)</sup>			1.032	804 <sup>(2)</sup>	228
			Dipendenti a fine periodo (n.) <sup>(4)</sup>			2.957	2.685 <sup>(2)</sup>	272
			Investimenti			593	564	29

(1) Di cui 411 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010.

(2) Al 31 dicembre 2009.

(3) Di cui 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 settembre 2010.

(4) Include 28 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

### 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		
	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione
Italia e resto d'Europa	359	285	74	207	203	4	165	169	(4)
Iberia e America Latina	143	80	63	94	49	45	56	36	20
Nord America	41	31	10	14	12	2	3	3	-
<b>Totale</b>	<b>543</b>	<b>396</b>	<b>147</b>	<b>315</b>	<b>264</b>	<b>51</b>	<b>224</b>	<b>208</b>	<b>16</b>

I **ricavi** sono in aumento di 147 milioni di euro (+37,1%) passando da 396 milioni di euro a 543 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 74 milioni di euro a seguito di:
  - maggiori ricavi di Enel.si per 69 milioni di euro per vendita di pannelli fotovoltaici;
  - maggiori vendite in Italia di certificati verdi per 10 milioni di euro;



- maggiori ricavi in Francia e Grecia per 5 milioni di euro, a seguito della maggiore produzione eolica, pur in presenza di una riduzione dei prezzi medi di vendita;
- minori vendite di energia elettrica per 15 milioni di euro, prevalentemente riferibili a minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (32 milioni di euro), solo parzialmente compensati da maggiori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica (17 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 63 milioni di euro, sostanzialmente a seguito della variazione di perimetro relativa a ECyR (oggi Enel Green Power España) e della maggiore produzione eolica in Spagna;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 10 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 315 milioni di euro, in aumento di 51 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente; tale andamento è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina per 45 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla citata variazione di perimetro che ha più che compensato i minori margini di generazione realizzati nei Paesi latinoamericani a seguito delle minori quantità vendute;
- > all'incremento del margine in Italia e nel resto d'Europa per 4 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'incremento del margine di Enel.si per 21 milioni di euro e dei maggiori margini realizzati in Francia e Grecia; tali effetti sono stati parzialmente compensati dal minor margine energia elettrica realizzato in Italia per 26 milioni di euro;
- > all'incremento del margine in Nord America per 2 milioni di euro.

Il **risultato operativo** è pari a 224 milioni di euro ed evidenza, rispetto al terzo trimestre 2009, un incremento di 16 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 35 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alla variazione del perimetro di consolidamento.

#### 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		
	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione	2010	2009	Variazione
Italia e resto d'Europa	1.015	924	91	677	681	(4)	560	580	(20)
Iberia e America Latina	386	262	124	226	174	52	132	136	(4)
Nord America	116	73	43	63	29	34	27	(1)	28
<b>Totale</b>	<b>1.517</b>	<b>1.259</b>	<b>258</b>	<b>966</b>	<b>884</b>	<b>82</b>	<b>719</b>	<b>715</b>	<b>4</b>

I **ricavi** sono in aumento di 258 milioni di euro (+20,5%) passando da 1.259 milioni di euro a 1.517 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 124 milioni di euro, sostanzialmente a seguito della citata variazione di perimetro e della maggiore produzione eolica in Spagna;
- > all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 91 milioni di euro a seguito di:
  - maggiori ricavi di Enel.si per 111 milioni di euro, prevalentemente connessi alla vendita di pannelli fotovoltaici;

- maggiori vendite in Italia di certificati verdi per 34 milioni di euro;
  - maggiori ricavi in Francia e Grecia per 18 milioni di euro a seguito della maggiore produzione eolica, pur in presenza di una riduzione dei prezzi medi di vendita;
  - minori vendite di energia elettrica per 68 milioni di euro, prevalentemente riferibili a minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (87 milioni di euro), minori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica (16 milioni di euro), minori ricavi da impianti non rilevanti ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04 (6 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati da maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 41 milioni di euro;
  - minori contributi in conto esercizio in Italia per 9 milioni di euro;
  - rilevazione nel 2009 di proventi relativi al riconoscimento della rendita idroelettrica, pari a 4 milioni di euro, a seguito della delibera ARG/elt n. 63/09.
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 43 milioni di euro (dovuti a maggiori ricavi da vendita di energia elettrica e da *tax partnership*, nonché alla rilevazione nei primi nove mesi del 2009 di alcune partite pregresse negative);

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 966 milioni di euro, in crescita di 82 milioni di euro (+9,3%) rispetto ai primi nove mesi del 2009; tale crescita è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina, pari a 52 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla citata variazione di perimetro che ha più che compensato i minori margini di generazione realizzati nei Paesi latinoamericani a seguito delle minori quantità vendute;
- > all'incremento del margine realizzato in Nord America per 34 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle partite pregresse negative rilevate nei primi nove mesi del 2009, cui si aggiunge l'effetto della maggiore produzione effettuata;
- > alla riduzione del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 4 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del minor margine sulla generazione di energia elettrica in Italia per 50 milioni di euro (che sconta minori partite pregresse positive per 15 milioni di euro e un risultato negativo della gestione del rischio *commodity* per 13 milioni di euro) e del citato decremento dei contributi in conto esercizio. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori margini realizzati in Francia e Grecia a seguito delle maggiori quantità vendute, nonché dall'incremento del margine di Enel.si per 32 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, pari a 719 milioni di euro, presenta un andamento in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 78 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alla variazione del perimetro di consolidamento.

### Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 593 milioni di euro, con un incremento di 29 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti dei primi nove mesi del 2010 sono stati realizzati in Italia per 330 milioni di euro (228 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009) e all'estero per 263 milioni di euro (336 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009) e si riferiscono prevalentemente a interventi su impianti di generazione di energia elettrica (per 576 milioni di euro), di cui 375 milioni di euro riferiti a impianti con fonti energetiche alternative (in prevalenza eolica), 114 milioni di euro su impianti geotermoelettrici e 87 milioni di euro connessi a centrali idroelettriche.

## Capogruppo, Servizi e Altre attività

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
<b>Capogruppo</b>						
161	158	3	Ricavi	484	514	(30)
(13)	2	(15)	Margine operativo lordo	(16)	56	(72)
(15)	-	(15)	Risultato operativo	(21)	50	(71)
			Attività operative	1.210	1.229 <sup>(1)</sup>	(19)
			Passività operative	2.385	1.090 <sup>(1)</sup>	1.295
			Dipendenti a fine periodo (n.)	796	731 <sup>(1)</sup>	65
			Investimenti	2	1	1
<b>Servizi e Altre attività</b>						
262	270	(8)	Ricavi	786	779	7
44	53	(9)	Margine operativo lordo	117	142	(25)
21	30	(9)	Risultato operativo	40	70	(30)
			Attività operative	1.794	2.197 <sup>(1)</sup>	(403)
			Passività operative	1.826	1.612 <sup>(1)</sup>	214
			Dipendenti a fine periodo (n.)	4.124	4.168 <sup>(1)</sup>	(44)
			Investimenti	41	49	(8)

(1) Al 31 dicembre 2009.

### 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 2010 risultano pari a 161 milioni di euro, con un incremento di 3 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+1,9%) sostanzialmente relativo a:

- > maggiori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 20 milioni di euro, essenzialmente riferibili a un incremento dei prezzi medi di vendita nel terzo trimestre 2010 rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente;
- > minori ricavi per attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo per 13 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2010, negativo per 13 milioni di euro, registra un decremento di 15 milioni di euro; tale andamento è sostanzialmente connesso ai maggiori costi operativi per 29 milioni di euro, parzialmente compensati dall'aumento del margine energia per complessivi 20 milioni di euro.

Il **risultato operativo** è negativo per 15 milioni di euro, in diminuzione di 15 milioni di euro rispetto a quello del terzo trimestre 2009, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

#### Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dei primi nove mesi del 2010 risultano pari a 484 milioni di euro, con un decremento di 30 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-5,8%), sostanzialmente riferibile a:

- > minori ricavi per attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo per 24 milioni di euro;
- > minori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 2 milioni di euro dovuti essenzialmente alla lieve riduzione del prezzo medio di vendita di energia elettrica con quantità sostanzialmente invariate.

Il **margine operativo lordo** dei primi nove mesi del 2010, negativo per 16 milioni di euro, registra un decremento di 72 milioni di euro; tale andamento è connesso ai maggiori costi operativi per 39 milioni di euro, alla riduzione del margine energia (16 milioni di euro), nonché all'adeguamento dei fondi per rischi e oneri, rilevato con effetto positivo a Conto economico nei primi nove mesi del 2009 per 11 milioni di euro.

Il **risultato operativo** è negativo per 21 milioni di euro, in diminuzione di 71 milioni di euro rispetto a quello dei primi nove mesi del 2009, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

#### 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 del terzo trimestre 2010 sono pari a 262 milioni di euro con un decremento di 8 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2009. Tale andamento riflette sostanzialmente le minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati (4 milioni di euro), la riduzione dei ricavi per servizi immobiliari, i minori ricavi per servizi informatici per 2 milioni di euro. Tali fenomeni sono parzialmente compensati dai maggiori ricavi per servizi di *staff*.

Il **margine operativo lordo** del terzo trimestre 2010 è pari a 44 milioni di euro, con un decremento di 9 milioni di euro (-17,0%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento è riferibile essenzialmente alle citate minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati.

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2010 si attesta a 21 milioni di euro, in diminuzione di 9 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2009, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

#### Risultati economici dei primi nove mesi

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività dei primi nove mesi del 2010 sono pari a 786 milioni di euro, con un incremento di 7 milioni di euro rispetto al valore

registrato nell'analogo periodo del 2009. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per servizi informatici per 15 milioni di euro, le maggiori vendite di *hardware* e *software* alla Divisione Infrastrutture e Reti, nonché i maggiori ricavi per servizi di *staff*. Tali fenomeni sono parzialmente compensati dalle minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati (10 milioni di euro) e dalla riduzione dei ricavi per servizi immobiliari.

Il **marginale operativo lordo** dei primi nove mesi del 2010 è pari a 117 milioni di euro, con un decremento di 25 milioni di euro (-17,6%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento è riferibile essenzialmente all'effetto positivo rilevato nei primi nove mesi del 2009 relativamente all'adeguamento delle passività rilevate in precedenza per incentivazione all'esodo a seguito di una revisione delle stime, nonché alle citate minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati.

Il **risultato operativo** dei primi nove mesi del 2010 si attesta a 40 milioni di euro, in diminuzione di 30 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2009, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 5 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'effetto netto dell'entrata in esercizio di immobilizzazioni immateriali e a nuovi investimenti relativi a *software*, nonché alla vendita di alcuni apparati *hardware*.



# Situazione contabile consolidata

# Conto economico consolidato sintetico

3° trimestre				Milioni di euro				Primi nove mesi			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni				
<i>restated</i>					<i>restated</i>						
18.170	17.339	831	4,8%	Totale ricavi	52.972	45.796	7.176	15,7%			
13.864	13.554	310	2,3%	Totale costi	39.880	33.659	6.221	18,5%			
81	871	(790)	-90,7%	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	173	458	(285)	-62,2%			
4.387	4.656	(269)	-5,8%	MARGINE OPERATIVO LORDO	13.265	12.595	670	5,3%			
1.541	1.328	213	16,0%	Ammortamenti e perdite di valore	4.336	3.688	648	17,6%			
2.846	3.328	(482)	-14,5%	RISULTATO OPERATIVO	8.929	8.907	22	0,2%			
(528)	409	(937)	-	Proventi finanziari	1.913	2.550	(637)	-25,0%			
346	1.206	(860)	-71,3%	Oneri finanziari	4.553	3.556	997	28,0%			
(874)	(797)	(77)	9,7%	Totale proventi/(oneri) finanziari	(2.640)	(1.006)	(1.634)	162,4%			
7	9	(2)	-22,2%	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6	30	(24)	-80,0%			
1.979	2.540	(561)	-22,1%	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	6.295	7.931	(1.636)	-20,6%			
626	862	(236)	-27,4%	Imposte	1.889	2.195	(306)	-13,9%			
1.353	1.678	(325)	-19,4%	Risultato delle <i>continuing operations</i>	4.406	5.736	(1.330)	-23,2%			
-	(69)	69	-100,0%	Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	(153)	153	-100,0%			
1.353	1.609	(256)	-15,9%	RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	4.406	5.583	(1.177)	-21,1%			
329	375	(46)	-12,3%	Quota di pertinenza di terzi	957	825	132	16,0%			
1.024	1.234	(210)	-17,0%	Quota di pertinenza del Gruppo	3.449	4.758	(1.309)	-27,5%			
				<i>Risultato netto del Gruppo per azione (euro) <sup>(1)</sup></i>	0,37	0,51	(0,14)	-27,5%			

(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	
	2010	2009
		<i>restated</i>
<b>Utile/(Perdita) del periodo (Gruppo e terzi)</b>	<b>4.406</b>	<b>5.583</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo:</b>		
- Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	(282)	(863)
- Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	3	-
- Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari destinati alla vendita	186	157
- Differenze di cambio	1.849	741
<b>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</b>	<b>1.756</b>	<b>35</b>
<b>UTILE/(PERDITA) COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO</b>	<b>6.162</b>	<b>5.618</b>
<b>Quota di pertinenza:</b>		
- del Gruppo	4.119	4.235
- dei terzi	2.043	1.383

# Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	<b>al 30.09.2010</b>	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
<b>ATTIVITÀ</b>			
<b>Attività non correnti</b>			
- Attività materiali e immateriali	96.917	96.557	360
- Avviamento	19.096	19.045	51
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	911	1.029	(118)
- Altre attività non correnti <sup>(1)</sup>	10.835	16.238	(5.403)
<b>Totale</b>	<b>127.759</b>	<b>132.869</b>	<b>(5.110)</b>
<b>Attività correnti</b>			
- Crediti commerciali	13.658	13.010	648
- Rimanenze	2.633	2.500	133
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.405	4.170	(765)
- Altre attività correnti <sup>(2)</sup>	16.278	9.210	7.068
<b>Totale</b>	<b>35.974</b>	<b>28.890</b>	<b>7.084</b>
<b>Attività possedute per la vendita</b>	<b>3.199</b>	<b>572</b>	<b>2.627</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>166.932</b>	<b>162.331</b>	<b>4.601</b>
<b>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>			
- Patrimonio netto di Gruppo	35.038	33.268	1.770
- Patrimonio netto di terzi	13.929	12.665	1.264
<b>Totale patrimonio netto</b>	<b>48.967</b>	<b>45.933</b>	<b>3.034</b>
<b>Passività non correnti</b>			
- Finanziamenti a lungo termine	53.982	55.850	(1.868)
- Fondi diversi e passività per imposte differite	22.767	23.063	(296)
- Altre passività non correnti	4.519	4.223	296
<b>Totale</b>	<b>81.268</b>	<b>83.136</b>	<b>(1.868)</b>
<b>Passività correnti</b>			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	12.556	10.451	2.105
- Debiti commerciali	9.444	11.174	(1.730)
- Altre passività correnti	13.665	11.413	2.252
<b>Totale</b>	<b>35.665</b>	<b>33.038</b>	<b>2.627</b>
<b>Passività possedute per la vendita</b>	<b>1.032</b>	<b>224</b>	<b>808</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>117.965</b>	<b>116.398</b>	<b>1.567</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>166.932</b>	<b>162.331</b>	<b>4.601</b>

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 30 settembre 2010 rispettivamente pari a 1.857 milioni di euro (7.936 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e 111 milioni di euro (108 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 30 settembre 2010 rispettivamente pari a 8.555 milioni di euro (767 milioni di euro al 31 dicembre 2009), 1.618 milioni di euro (2.353 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e 89 milioni di euro (97 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

# Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

## Capitale sociale e riserve del Gruppo

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Uti indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva da partec. valutate a patr. netto	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
<b>al 1° gennaio 2009</b>	<b>6.186</b>	<b>662</b>	<b>1.453</b>	<b>2.255</b>	<b>6.827</b>	<b>(1.247)</b>	<b>206</b>	-	<b>4.056</b>	<b>20.398</b>	<b>5.897</b>	<b>26.295</b>
Effetto applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	(6)	-	-	-	-	(6)	-	(6)
<b>al 1° gennaio 2009 restated</b>	<b>6.186</b>	<b>662</b>	<b>1.453</b>	<b>2.255</b>	<b>6.821</b>	<b>(1.247)</b>	<b>206</b>	-	<b>4.056</b>	<b>20.392</b>	<b>5.897</b>	<b>26.289</b>
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	4.637	-	-	-	-	-	-	-	7.854	-	7.854
Variazione metodo di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.540	4.540
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	239	(762)	-	4.758	4.235	1.383	5.618
<i>di cui:</i>												
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	239	(762)	-	-	(523)	558	35
- <i>Utile del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	4.758	4.758	825	5.583
<b>al 30 settembre 2009</b>	<b>9.403</b>	<b>5.299</b>	<b>1.453</b>	<b>2.259</b>	<b>9.083</b>	<b>(1.008)</b>	<b>(556)</b>	-	<b>4.758</b>	<b>30.691</b>	<b>11.462</b>	<b>42.153</b>
<b>al 1° gennaio 2010</b>	<b>9.403</b>	<b>5.293</b>	<b>1.453</b>	<b>2.260</b>	<b>10.759</b>	<b>(544)</b>	<b>(582)</b>	<b>8</b>	<b>4.455</b>	<b>32.505</b>	<b>11.848</b>	<b>44.353</b>
Effetto applicazione nuovi principi contabili e PPA Endesa	-	-	-	-	650	(78)	-	-	191	763	817	1.580
<b>al 1° gennaio 2010 restated</b>	<b>9.403</b>	<b>5.293</b>	<b>1.453</b>	<b>2.260</b>	<b>11.409</b>	<b>(622)</b>	<b>(582)</b>	<b>8</b>	<b>4.646</b>	<b>33.268</b>	<b>12.665</b>	<b>45.933</b>
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.410)	-	-	-	-	(1.410)	(567)	(1.977)
Acconto sul dividendo 2010	-	-	-	-	-	-	-	-	(940)	(940)	-	(940)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	428	-	4.218	-	-	-	(4.646)	-	-	-
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(212)	(212)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	755	(88)	3	3.449	4.119	2.043	6.162
<i>di cui:</i>												
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto.</i>	-	-	-	-	-	755	(88)	3	-	670	1.086	1.756
- <i>Utile del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	3.449	3.449	957	4.406
<b>al 30 settembre 2010</b>	<b>9.403</b>	<b>5.293</b>	<b>1.881</b>	<b>2.261</b>	<b>14.217</b>	<b>133</b>	<b>(670)</b>	<b>11</b>	<b>2.509</b>	<b>35.038</b>	<b>13.929</b>	<b>48.967</b>

# Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	Primi nove mesi		
	2010	2009	Variazione
		<i>restated</i>	
<b>Cash flow da attività operativa (A)</b>	<b>5.121</b>	<b>3.837</b>	<b>1.284</b>
<b>di cui discontinued operations</b>	<b>-</b>	<b>(210)</b>	<b>210</b>
Investimenti in attività materiali e immateriali	(4.078)	(4.264)	186
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(150)	(9.408)	9.258
Dismissione di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	1.439	3.249	(1.810)
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	(85)	16	(101)
<b>Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)</b>	<b>(2.874)</b>	<b>(10.407)</b>	<b>7.533</b>
<b>di cui discontinued operations</b>	<b>-</b>	<b>(60)</b>	<b>60</b>
Variazione dei debiti finanziari netti	(1.073)	(122)	(951)
Dividendi pagati	(2.019)	(2.152)	133
Aumenti di capitale e riserve	-	7.991	(7.991)
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	-	3	(3)
<b>Cash flow da attività di finanziamento (C)</b>	<b>(3.092)</b>	<b>5.720</b>	<b>(8.812)</b>
<b>di cui discontinued operations</b>	<b>-</b>	<b>273</b>	<b>(273)</b>
<b>Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)</b>	<b>173</b>	<b>79</b>	<b>94</b>
<b>Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)</b>	<b>(672)</b>	<b>(771)</b>	<b>99</b>
<b>di cui discontinued operations</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>(3)</b>
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	4.289	5.211	(922)
di cui discontinued operations	-	1	(1)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo <sup>(1)(2)</sup>	3.617	4.440	(823)
di cui discontinued operations	-	-	-

(1) Di cui titoli a breve pari a 92 milioni di euro al 30 settembre 2010 (58 milioni di euro al 30 settembre 2009).

(2) Di cui disponibilità liquide e mezzi equivalenti delle "Attività possedute per la vendita" pari a 123 milioni di euro (7 milioni di euro al 30 settembre 2009).

# Gestione economica, patrimoniale e finanziaria

## Analisi della gestione economica del Gruppo

### Ricavi

3° trimestre			Milioni di euro			Primi nove mesi		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione		
<i>restated</i>				<i>restated</i>				
16.243	15.814	429	Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	46.815	40.332	6.483		
730	393	337	Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	2.649	2.066	583		
5	72	(67)	Plusvalenze da cessione attività	12	380	(368)		
1.192	1.060	132	Altri servizi, vendite e proventi diversi	3.496	3.018	478		
<b>18.170</b>	<b>17.339</b>	<b>831</b>	<b>Totale</b>	<b>52.972</b>	<b>45.796</b>	<b>7.176</b>		

Nel terzo trimestre 2010 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 16.243 milioni di euro, in aumento di 429 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+2,7%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- > incremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e dei contributi assimilati all'estero per 486 milioni di euro, da riferire alla crescita dei ricavi da vendita di energia elettrica in Russia (Enel OGK-5 e RusEnergosbyt) e in Francia conseguente alle maggiori quantità prodotte e vendute, cui si aggiungono i maggiori ricavi di Endesa per 184 milioni di euro, connessi essenzialmente all'incremento dei contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare;
- > crescita di 40 milioni di euro dei ricavi connessi alla vendita e al trasporto di energia sui mercati finali domestici per effetto dell'incremento delle attività nei confronti di altri rivenditori che ha più che compensato il decremento dei ricavi sul mercato libero domestico e su quello di maggior tutela, a seguito delle minori quantità consegnate;
- > diminuzione per complessivi 241 milioni di euro dei ricavi di vendita dell'energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, a seguito delle minori quantità vendute il cui effetto è in parte controbilanciato da un lieve incremento dei prezzi medi unitari; tale diminuzione è solo parzialmente compensata dalle maggiori vendite all'Acquirente Unico (184 milioni di euro), riferibili sostanzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;

- > decremento per 43 milioni di euro dei ricavi per vendite all'ingrosso.
- Nei primi nove mesi del 2010 i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati si attestano a 46.815 milioni di euro, in aumento di 6.483 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+16,1%). Tale incremento è da attribuire essenzialmente ai seguenti fenomeni:
- > incremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e dei contributi assimilati all'estero per 7.722 milioni di euro, principalmente correlato ai maggiori ricavi di Endesa (6.977 milioni di euro). Tale incremento è riferibile al cambio del metodo di consolidamento della società spagnola a partire dalla fine di giugno 2009 (3.118 milioni di euro), agli effetti positivi (2.180 milioni di euro) connessi ai cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione nel mercato spagnolo a partire dal 1° luglio 2009 della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), ai maggiori ricavi conseguiti in Europa e America Latina (717 milioni di euro), nonché ai maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare (962 milioni di euro). Oltre alla variazione positiva dei ricavi relativa a Endesa, la crescita dei ricavi da vendita di energia elettrica all'estero riflette i maggiori ricavi riferibili alle attività in Russia (600 milioni di euro) di Enel OGK-5 e RusEnergosbyt e la crescita dei ricavi in Francia (100 milioni di euro) conseguente alle maggiori quantità vendute;
  - > riduzione, per 1.626 milioni di euro, dei ricavi di vendita e trasporto di energia elettrica in Italia sul mercato libero e su quello di maggior tutela per effetto del calo complessivo delle quantità vendute e dei prezzi medi di vendita, parzialmente compensata dall'incremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica verso altri rivenditori per 944 milioni di euro;
  - > diminuzione per complessivi 899 milioni di euro dei ricavi di vendita dell'energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento per effetto delle minori quantità vendute e del decremento dei prezzi medi unitari; tale diminuzione è stata solo parzialmente compensata dai maggiori ricavi verso l'Acquirente Unico (473 milioni di euro) riferibili sostanzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;
  - > decremento per 136 milioni di euro dei ricavi per vendite all'ingrosso.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** nel terzo trimestre 2010 risultano in aumento di 337 milioni di euro (+85,8%) per effetto sostanzialmente dei maggiori ricavi conseguiti sul mercato spagnolo a seguito dell'incremento delle quantità vendute, solo parzialmente compensati da quelli connessi al decremento nei consumi a uso residenziale e commerciale sul mercato domestico. Nei primi nove mesi del 2010 i ricavi per vendita e trasporto di gas sono pari a 2.649 milioni di euro, in crescita di 583 milioni di euro (+28,2%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (caratterizzato da una riduzione dei consumi correlata al rallentamento dell'economia nazionale), per effetto essenzialmente del cambio del metodo di consolidamento di Endesa e della crescita della domanda di gas naturale in Italia.

Le **plusvalenze da cessione di attività** accolgono, nel terzo trimestre 2010, il provento derivante dalla cessione da parte di Enel SpA ad Acqua SpA di una quota pari al 39% della partecipazione detenuta in Idrosicilia SpA, mentre nei primi nove mesi del 2010 sono inclusi anche i risultati positivi derivanti dalla vendita del ramo di azienda "mini-idro" effettuato da Hydro Dolomiti Enel. Nel terzo trimestre 2009 la voce includeva la plusvalenza (68 milioni di euro) rilevata

a seguito della cessione del 51% del capitale di SeverEnergia da parte di Enel ed Eni, mentre i primi nove mesi del 2009 includevano la plusvalenza (oggetto di rettifica nel secondo semestre 2009 a seguito del conguaglio prezzo contrattuale) rilevata dalla cessione a Terna della partecipazione nell'intero capitale sociale di Enel Linee Alta Tensione.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel terzo trimestre 2010 a 1.192 milioni di euro (1.060 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) evidenziando una crescita di 132 milioni di euro (+12,5%) dovuta principalmente alle maggiori vendite di combustibili per *trading* effettuate da Endesa, di moduli fotovoltaici effettuate da Enel.si e di CERs e di EUAs effettuate da Enel Trade, il cui effetto è stato parzialmente compensato dalle minori cessioni di certificati verdi.

Nei primi nove mesi del 2010 i ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi sono pari a 3.496 milioni di euro, in crescita di 478 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+15,8%) essenzialmente per effetto dell'aumento dei contributi di allacciamento per 251 milioni di euro conseguente all'applicazione dell'IFRIC 18, dell'incremento degli altri ricavi in conseguenza del cambio del metodo di consolidamento di Endesa per circa 170 milioni di euro, della crescita dei ricavi per vendite di combustibili per *trading* per 129 milioni di euro e dei maggiori ricavi per vendita di CERs e di EUAs per circa 70 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati dai minori ricavi relativi ai lavori in corso su ordinazione (127 milioni di euro) e dalla differenza negativa (109 milioni di euro) conseguente all'interruzione, avvenuta a dicembre 2009, dell'erogazione da parte della Cassa Conguaglio Settore Elettrico dei contributi a titolo di rimborso per gli *stranded cost* per il gas nigeriano.

## Costi

3° trimestre			Milioni di euro	Primi nove mesi		
<b>2010</b>	2009	Variazione		<b>2010</b>	2009	Variazione
<i>restated</i>				<i>restated</i>		
6.231	6.750	(519)	Acquisto di energia elettrica	17.916	17.109	807
1.991	1.686	305	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	5.091	4.326	765
670	182	488	Combustibili per <i>trading</i> e gas naturale per vendite ai clienti finali	2.170	1.258	912
497	319	178	Materiali	1.233	863	370
1.098	1.067	31	Costo del personale	3.352	3.093	259
3.319	3.293	26	Servizi e godimento beni di terzi	9.851	6.480	3.371
469	655	(186)	Altri costi operativi	1.470	1.559	(89)
(411)	(398)	(13)	Costi capitalizzati	(1.203)	(1.029)	(174)
<b>13.864</b>	<b>13.554</b>	<b>310</b>	<b>Totale</b>	<b>39.880</b>	<b>33.659</b>	<b>6.221</b>

I costi per **acquisto di energia elettrica** si decrementano nel terzo trimestre 2010 di 519 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio 2009, mentre nei primi nove mesi del 2010 si incrementano di 807 milioni di euro. L'andamento del trimestre è riferibile principalmente ai minori costi di acquisto di Endesa (559 milioni di euro) connessi al calo della domanda di energia elettrica sul mercato iberico, mentre quello dei primi nove mesi del 2010 è riferibile agli effetti (743 milioni di euro) 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 (523 milioni di euro) della società spagnola (da proporzionale a integrale a partire dalla fine di giugno 2009). L'incremento dei costi di acquisto di energia elettrica nei primi nove mesi del 2010 rispetto al medesimo periodo del 2009 risulta parzialmente compensato dalla contrazione degli acquisti di energia elettrica destinata alla vendita sui mercati domestici.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel terzo trimestre 2010 sono pari a 1.991 milioni di euro, in aumento di 305 milioni di euro (+18,1%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nei primi nove mesi del 2010 sono pari a 5.091 milioni di euro, in crescita di 765 milioni di euro (+17,7%). Tali incrementi risentono, oltre che del cambio di metodo di consolidamento di Endesa (limitatamente al periodo di nove mesi), dell'andamento delle quantità di energia elettrica generate da fonte termoelettrica, con un incremento rilevato dalle società estere (in particolare Enel OGK-5), solo parzialmente compensato, in entrambi i periodi a commento, dalla contrazione delle quantità consumate sul mercato domestico.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 670 milioni di euro su base trimestrale (2.170 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010), in aumento di 488 milioni di euro (912 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010) rispetto ai valori dei corrispondenti periodi dell'esercizio 2009; tali variazioni sono riferibili sostanzialmente ai maggiori acquisti di gas naturale destinati al mercato domestico per le vendite ai clienti finali conseguenti alla crescita della domanda, nonché, per i primi nove mesi del 2010, anche agli effetti derivanti dal cambio di metodo di consolidamento di Endesa.

I costi per **materiali**, pari a 497 milioni di euro nel terzo trimestre 2010 (1.233 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010), sono in crescita di 178 milioni di euro (+55,8%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (370 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010, +42,9%). L'andamento del terzo trimestre è principalmente connesso alle attività delle società della Divisione Internazionale e della Divisione Energie Rinnovabili, mentre quello dei primi nove mesi del 2010, rispetto allo stesso periodo del 2009, risulta correlato anche all'effetto della differente contribuzione di Endesa conseguente al cambio del metodo di consolidamento.

Il **costo del personale** nel terzo trimestre 2010 è pari a 1.098 milioni di euro, in crescita di 31 milioni di euro (+2,9%). Nei primi nove mesi del 2010 il costo è pari a 3.352 milioni di euro, in aumento di 259 milioni di euro (+8,4%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Con riferimento ai primi nove mesi, escludendo gli effetti della variazione del perimetro di consolidamento tra i due periodi a confronto e l'incidenza degli oneri per il rinnovo contrattuale, il costo del lavoro è in calo di 28 milioni di euro (-0,8%) a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 3,3%.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel terzo trimestre 2010 ammontano a 3.319 milioni di euro e rimangono sostanzialmente invariati rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio 2009, mentre nei primi



nove mesi del 2010 sono pari a 9.851 milioni di euro, in aumento di 3.371 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2009. Tale andamento, oltre che ai maggiori vettoriamenti passivi di energia elettrica sui mercati domestici (per complessivi 264 milioni di euro), è sostanzialmente correlato ai maggiori vettoriamenti passivi sull'energia elettrica di Endesa (2.494 milioni di euro), relativi essenzialmente agli effetti derivanti dai cambiamenti regolatori legati all'applicazione della TUR (1.437 milioni di euro), nonché al diverso metodo di consolidamento della società.

Gli **altri costi operativi** nel terzo trimestre 2010 ammontano a 469 milioni di euro, in diminuzione di 186 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nei primi nove mesi del 2010 ammontano a 1.470 milioni di euro con un decremento di 89 milioni di euro rispetto al medesimo periodo del 2009. L'andamento nei due periodi presi in esame risente principalmente del differente volume di acquisti di certificati verdi da parte di Enel Trade, che è stato, nei primi nove mesi del 2010, solo parzialmente compensato dall'aumento delle imposte locali e degli oneri diversi di gestione, dovuto al cambio di metodo di consolidamento di Endesa.

Nel terzo trimestre 2010 i **costi capitalizzati** sono in aumento di 13 milioni di euro (+3,5%), mentre nei primi nove mesi del 2010 aumentano di 174 milioni di euro (+16,9%) per effetto principalmente delle attività relative alle società della Divisione Internazionale.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono positivi per 81 milioni di euro nel terzo trimestre 2010 (871 milioni di euro di proventi netti nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e positivi per 173 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010 (proventi netti per 458 milioni di euro nei primi nove mesi del 2009). In particolare, i proventi netti relativi al terzo trimestre 2010 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 75 milioni di euro e per 6 milioni di euro ai proventi netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere alla fine del periodo. Con riferimento al risultato della gestione del rischio *commodity* dei primi nove mesi del 2010, i citati proventi netti, pari a 173 milioni di euro, sono relativi per 116 milioni di euro agli oneri netti da valutazione al *fair value*, compensati per 289 milioni di euro dai proventi netti realizzati nel periodo.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel terzo trimestre 2010 sono in crescita di 213 milioni di euro (+16,0%), mentre nei primi nove mesi del 2010 aumentano di 648 milioni di euro (+17,6%). La variazione risente sostanzialmente dei maggiori ammortamenti sulle attività materiali e immateriali (+123 milioni di euro su base trimestrale, +595 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010), correlati principalmente agli effetti generati dall'allocazione definitiva del costo sostenuto per l'acquisto del 25,01% del capitale sociale di Endesa (60 milioni di euro) oltre che alla variazione del metodo di consolidamento della società stessa (469 milioni di euro).

Il **risultato operativo** del terzo trimestre 2010 si attesta a 2.846 milioni di euro, con un decremento di 482 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-14,5%), e nei primi nove mesi del 2010 ammonta a 8.929 milioni di euro, in crescita di 22 milioni di euro (+0,2%).

Gli **oneri finanziari netti** nel terzo trimestre 2010 si incrementano di 77 milioni di euro e nei primi nove mesi del 2010 di 1.634 milioni di euro. In particolare, i proventi finanziari si decrementano di 937 milioni di euro nel terzo trimestre 2010 e di 637 milioni di euro nei primi nove mesi del 2010 rispetto agli analoghi periodi dell'esercizio precedente. Tale ultima variazione è riconducibile essenzialmente ai minori proventi da strumenti finanziari derivati (che includevano nei primi nove mesi del 2009 il provento di 970 milioni di euro derivante dall'esercizio anticipato dell'opzione di vendita concessa ad Acciona sulla partecipazione del 25,01% del capitale sociale di Endesa) e alle minori differenze positive di cambio. Gli oneri finanziari diminuiscono nel terzo trimestre 2010 di 860 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2010 aumentano di 997 milioni di euro. Il decremento del trimestre è principalmente correlato ai minori oneri da strumenti finanziari derivati e alle minori differenze negative su cambi. L'incremento dei primi nove mesi del 2010 è invece riferibile sostanzialmente all'effetto delle differenze cambi realizzate e da valutazione, ai maggiori interessi passivi correlati al consolidamento integrale del debito di Endesa, nonché alla strategia di rifinanziamento del debito intrapresa nell'ultimo trimestre 2009 e continuata nei primi mesi del 2010 e volta ad allungare la vita media residua del debito e sostituire il *Credit Agreement*.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel terzo trimestre 2010 è positiva per complessivi 7 milioni di euro, in calo di 2 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nei primi nove mesi del 2010 è positiva per 6 milioni di euro, in calo di 24 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2009.

Le **imposte** del terzo trimestre 2010 ammontano a 626 milioni di euro, mentre l'onere fiscale dei primi nove mesi del 2010 è stimato pari a 1.889 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 30,0% a fronte di un'incidenza del 27,7% nei primi nove mesi del 2009. Tale andamento è da attribuire essenzialmente agli effetti derivanti dalla rilevazione, nei primi nove mesi del 2009, di proventi non rilevanti o parzialmente esenti ai fini fiscali.

## Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

### Attività non correnti – Euro 127.759 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 settembre 2010 a 96.917 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 360 milioni di euro. Tale aumento è originato essenzialmente dagli investimenti del periodo (4.025 milioni di euro) e dalle differenze cambio (2.702 milioni di euro), al netto degli ammortamenti e delle perdite di valore (3.986 milioni di euro) e della riclassifica, complessivamente pari a 2.528 milioni di euro, nelle "Attività possedute per la vendita" delle attività inerenti alla rete di trasmissione elettrica in Spagna, delle attività riferibili a Endesa Gas, a Enel Maritza East 3 (e relativa *holding* di controllo), a Enel Operations Bulgaria (e relativa *holding* di controllo) e a Enel Green Power Bulgaria, nonché delle attività di Enel Unión Fenosa Renovables, oggetto di futura cessione in base agli accordi sottoscritti con Gas Natural il 30 luglio 2010.

L'avviamento, pari a 19.096 milioni di euro, evidenzia una crescita di 51 milioni di euro. Tale variazione riflette principalmente sia gli effetti netti positivi derivanti dall'adeguamento degli avviamenti in valuta al cambio corrente, sia la rilevazione in via provvisoria del *goodwill* sulle nuove acquisizioni finalizzate nel corso dei primi nove mesi del 2010 e relative alla società Enel Longanesi Development, operante nel campo dell'estrazione di gas naturale in Italia (35 milioni di euro) e a talune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia (22 milioni di euro). I valori rilevati per queste acquisizioni sono da considerarsi in via provvisoria, nell'attesa di completare le necessarie valutazioni per una loro migliore attribuzione alle attività acquisite e/o alle passività assunte. Tali effetti positivi sono parzialmente compensati, per 60 milioni di euro, dalla riclassifica nelle "Attività possedute per la vendita" del *goodwill* relativo alle sopra citate società bulgare e alle attività oggetto di futura cessione di Enel Unión Fenosa Renovables.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono pari a 911 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto al 31 dicembre 2009.

Le altre attività non correnti sono pari a 10.835 milioni di euro e includono:

Milioni di euro	al 30.09.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	Variazione
Attività per imposte anticipate	6.094	6.238	(144)
Attività finanziarie non correnti	3.781	9.024	(5.243)
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	188	188	-
Altri crediti a lungo termine	772	788	(16)
<b>Totale</b>	<b>10.835</b>	<b>16.238</b>	<b>(5.403)</b>

Il decremento del periodo, pari a 5.403 milioni di euro, è dovuto ai seguenti principali fenomeni:

- > diminuzione, pari a 5.243 milioni di euro, delle attività finanziarie non correnti, sostanzialmente riferibile al decremento dei crediti e delle altre partite finanziarie (-6.080 milioni di euro) che risentono della riclassifica dalle attività non correnti a quelle correnti delle quote dei crediti per il *deficit* tariffario in capo a Endesa; tale effetto è in parte controbilanciato dalla variazione positiva dei *fair value* degli strumenti derivati (554 milioni di euro) e dall'incremento del valore delle partecipazioni in altre imprese valutate al *fair value* (190 milioni di euro), quest'ultimo prevalentemente attribuibile alla partecipazione detenuta in Bayan Resources;
- > decremento, pari a 144 milioni di euro, delle attività per imposte anticipate, essenzialmente per la rilevazione della fiscalità differita di competenza del periodo.

### Attività correnti – Euro 35.974 milioni

I crediti commerciali, pari a 13.658 milioni di euro, sono in crescita di 648 milioni di euro. Tale effetto è connesso principalmente ai maggiori crediti da vendite di energia elettrica sul mercato libero domestico, da vendite all'Acquirente Unico mediante la stipula di contratti bilaterali, nonché ai maggiori crediti da vendite sui mercati esteri, in linea con l'andamento dei rispettivi ricavi.

Le *rimanenze* sono pari a 2.633 milioni di euro, in crescita di 133 milioni di euro per effetto principalmente delle maggiori giacenze di combustibili.

Le *altre attività correnti*, pari a 16.278 milioni di euro, sono dettagliate come segue.

Milioni di euro			
	<b>al 30.09.2010</b>	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Attività finanziarie correnti	10.792	4.186	6.606
Crediti tributari	2.693	1.534	1.159
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	967	2.047	(1.080)
Verso altri	1.826	1.443	383
<b>Totale</b>	<b>16.278</b>	<b>9.210</b>	<b>7.068</b>

La crescita del periodo, pari a 7.068 milioni di euro, è dovuta ai seguenti principali fenomeni:

- > aumento di 6.606 milioni di euro delle attività finanziarie correnti, principalmente per effetto dell'aumento dei crediti finanziari a breve termine (7.044 milioni di euro) che risentono, oltre che dell'incremento maturato nel periodo, della sopra citata riclassifica dalle attività non correnti a quelle correnti dei crediti per il *deficit* tariffario in capo a Endesa, al netto della diminuzione delle attività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati pari a 283 milioni di euro;
- > incremento di 1.159 milioni di euro dei crediti tributari, relativo principalmente al pagamento degli acconti di imposta;
- > diminuzione di 1.080 milioni di euro dei crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati, da attribuire ai minori crediti vantati sui mercati domestico e spagnolo connessi all'applicazione dei meccanismi di perequazione.

### Attività possedute per la vendita – Euro 3.199 milioni

Includono sostanzialmente talune attività detenute da Endesa in Spagna (tra cui le attività relative alla trasmissione di energia elettrica in alta tensione e di distribuzione di gas naturale) 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 possedute per la vendita, le attività di Enel Unión Fenosa Renovables che saranno oggetto di cessione in base all'accordo siglato con Gas Natural in data 30 luglio 2010, nonché le attività relative alle sopra citate società bulgare. La variazione rispetto al 31 dicembre 2009 riflette, oltre che la suddetta inclusione delle società bulgare, di talune attività di Enel Unión Fenosa Renovables e delle attività di Endesa Gas, anche la cessione da parte di Endesa della partecipazione dell'1% in Red Eléctrica de España avvenuta nel corso del primo semestre 2010.

### Patrimonio netto di Gruppo – Euro 35.038 milioni

Il capitale sociale, al 30 settembre 2010, è rappresentato da 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Le principali movimentazioni del patrimonio netto di Gruppo rilevate nel terzo trimestre 2010 sono relative al risultato netto del periodo, pari a 3.449 milioni di euro, e all'effetto positivo delle differenze cambio derivanti dalla conversione di

bilanci in valuta pari a 755 milioni di euro; tali fenomeni risultano parzialmente compensati dai dividendi distribuiti quale saldo relativo all'esercizio 2009 (1.410 milioni di euro), dall'acconto sul dividendo del 2010 (940 milioni di euro), nonché dalla variazione negativa nella valutazione degli strumenti finanziari rilevata direttamente a patrimonio netto (88 milioni di euro).

### Passività non correnti – Euro 81.268 milioni

La voce *finanziamenti a lungo termine*, pari a 53.982 milioni di euro (55.850 milioni di euro al 31 dicembre 2009), è costituita da prestiti obbligazionari, inclusi delle *preference share*, per 36.013 milioni di euro (33.352 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti in euro e altre valute per 17.969 milioni di euro (22.498 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I *fondi diversi e passività per imposte differite*, pari a 22.767 milioni di euro al 30 settembre 2010 (23.063 milioni di euro al 31 dicembre 2009), includono TFR e altri benefici ai dipendenti pari a 3.174 milioni di euro (3.110 milioni di euro al 31 dicembre 2009), fondi rischi e oneri pari a 8.487 milioni di euro (8.846 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e passività per imposte differite che ammontano a 11.106 milioni di euro (11.107 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le *altre passività non correnti*, pari a 4.519 milioni di euro, risultano in aumento di 296 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

### Passività correnti – Euro 35.665 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine* aumentano di 2.105 milioni di euro passando da 10.451 milioni di euro di fine 2009 a 12.556 milioni di euro al 30 settembre 2010; tale variazione è riconducibile principalmente all'incremento di *commercial paper* per 1.993 milioni di euro e della quota a breve dei prestiti obbligazionari per 812 milioni di euro, nonché alla diminuzione della quota a breve dei finanziamenti bancari per 693 milioni di euro.

I *debiti commerciali*, pari a 9.444 milioni di euro, sono in diminuzione di 1.730 milioni di euro, essenzialmente per effetto dei minori debiti per acquisti di energia elettrica.

Le *altre passività correnti*, pari a 13.665 milioni di euro, sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro	al 30.09.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Debiti diversi verso clienti	1.559	1.484	75
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.559	3.058	(499)
Passività finanziarie correnti	1.378	1.784	(406)
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	413	558	(145)
Debiti tributari	3.001	2.071	930
Altri	4.755	2.458	2.297
<b>Totale</b>	<b>13.665</b>	<b>11.413</b>	<b>2.252</b>

La variazione del periodo, pari a 2.252 milioni di euro, è dovuta ai seguenti principali fenomeni:

- > diminuzione, pari a 499 milioni di euro, dei debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati relativa principalmente ai minori debiti

- sul mercato domestico (261 milioni di euro) e spagnolo (236 milioni di euro) connessi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica;
- > contrazione, pari a 406 milioni di euro, delle passività finanziarie, relativa principalmente alla riduzione delle passività connesse a strumenti finanziari derivati per 298 milioni di euro e ai ratei e risconti passivi di natura finanziaria per 287 milioni di euro, parzialmente compensata dall'incremento nei debiti per interessi da liquidare per 190 milioni di euro, essenzialmente riferibile a Endesa;
  - > aumento dei debiti tributari, pari a 930 milioni di euro, correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo;
  - > incremento degli altri debiti, per 2.297 milioni di euro, essenzialmente riferibile alla rilevazione del debito per l'acconto sul dividendo 2010 (940 milioni di euro) e di quello per l'acconto ricevuto da Endesa per la cessione della rete di trasmissione di energia elettrica in alta tensione (1.000 milioni di euro).

### **Passività possedute per la vendita – Euro 1.032 milioni**

Si riferiscono sostanzialmente alle passività riferibili a Endesa in Spagna e in America Latina e alle società bulgare citate al commento delle "Attività possedute per la vendita", nonché alle passività inerenti a Enel Unión Fenosa Renovables individuate in base all'accordo siglato con Gas Natural in data 30 luglio 2010.

La variazione rispetto al 31 dicembre 2009 riflette l'inclusione in tale voce delle società bulgare e delle passività sopra citate relative a Enel Unión Fenosa Renovables e a Endesa Gas.

## Capitale investito netto e relativa copertura

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

Milioni di euro

	<b>al 30.09.2010</b>	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
<b>Attività immobilizzate nette:</b>			
- attività materiali e immateriali	96.917	96.557	360
- avviamento	19.096	19.045	51
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	911	1.029	(118)
- altre attività/(passività) non correnti nette	(1.747)	(2.267)	520
<b>Totale</b>	<b>115.177</b>	<b>114.364</b>	<b>813</b>
<b>Capitale circolante netto:</b>			
- crediti commerciali	13.658	13.010	648
- rimanenze	2.633	2.500	133
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(1.592)	(1.011)	(581)
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.056)	(4.409)	(1.647)
- debiti commerciali	(9.444)	(11.174)	1.730
<b>Totale</b>	<b>(801)</b>	<b>(1.084)</b>	<b>283</b>
<b>Capitale investito lordo</b>	<b>114.376</b>	<b>113.280</b>	<b>1.096</b>
<b>Fondi diversi:</b>			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.174)	(3.110)	(64)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(13.499)	(13.715)	216
<b>Totale</b>	<b>(16.673)</b>	<b>(16.825)</b>	<b>152</b>
<b>Attività nette possedute per la vendita</b>	<b>2.167</b>	<b>348</b>	<b>1.819</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>99.870</b>	<b>96.803</b>	<b>3.067</b>
<b>Patrimonio netto complessivo</b>	<b>48.967</b>	<b>45.933</b>	<b>3.034</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>50.903</b>	<b>50.870</b>	<b>33</b>

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2010 è pari a 99.870 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto di Gruppo e di terzi per 48.967 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 50.903 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 settembre 2010, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,04 (1,11 al 31 dicembre 2009).

## Indebitamento finanziario netto

L'*indebitamento finanziario netto* del Gruppo Enel è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	<b>al 30.09.2010</b>	al 31.12.2009	Variazione
<b>Indebitamento a lungo termine:</b>			
- finanziamenti bancari	17.191	21.632	(4.441)
- obbligazioni	34.541	31.889	2.652
- <i>preference share</i>	1.472	1.463	9
- debiti verso altri finanziatori	778	866	(88)
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>53.982</i>	<i>55.850</i>	<i>(1.868)</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(1.968)	(8.044)	6.076
<b>Indebitamento netto a lungo termine</b>	<b>52.014</b>	<b>47.806</b>	<b>4.208</b>
<b>Indebitamento a breve termine:</b>			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	745	1.438	(693)
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	13	20	(7)
- altri finanziamenti a breve verso banche	496	927	(431)
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.254</i>	<i>2.385</i>	<i>(1.131)</i>
Obbligazioni (quota a breve)	1.908	1.096	812
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	256	375	(119)
<i>Commercial paper</i>	<i>8.506</i>	<i>6.573</i>	<i>1.933</i>
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	<i>534</i>	<i>2</i>	<i>532</i>
Altri debiti finanziari a breve termine	98	20	78
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>11.302</i>	<i>8.066</i>	<i>3.236</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(8.555)	(767)	(7.788)
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(244)	(304)	60
Crediti finanziari - <i>cash collateral</i>	(727)	(893)	166
Altri crediti finanziari a breve termine	(647)	(1.156)	509
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(3.494)	(4.267)	773
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(13.667)</i>	<i>(7.387)</i>	<i>(6.280)</i>
<b>Indebitamento netto a breve termine</b>	<b>(1.111)</b>	<b>3.064</b>	<b>(4.175)</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>50.903</b>	<b>50.870</b>	<b>33</b>
<i>Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"</i>	<i>590</i>	<i>63</i>	<i>527</i>

L'indebitamento finanziario netto è pari a 50.903 milioni di euro al 30 settembre 2010, in aumento di 33 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

Tale incremento è riferibile essenzialmente al pagamento dei dividendi, delle imposte sul reddito, nonché all'effetto negativo delle differenze cambio connesse principalmente al debito a medio e lungo termine in valuta diversa dall'euro; tali fenomeni sono stati parzialmente compensati da alcune operazioni di dismissione e dal buon andamento dei flussi derivanti dalla gestione operativa. In particolare, le differenze cambio sono riferibili alla valutazione al cambio corrente degli strumenti di debito emessi in valuta diversa dall'euro da società che adottano l'euro come moneta locale di conto (tali operazioni sono peraltro coperte da analoghe operazioni di *cross currency interest swap*), nonché alla traduzione in



euro dell'indebitamento netto delle società del Gruppo che hanno una moneta di conto diversa dall'euro stesso.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra un incremento di 4.208 milioni di euro, quale saldo della diminuzione del debito lordo a lungo termine di 1.868 milioni di euro e della riduzione dei crediti finanziari e titoli a lungo termine di 6.076 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 17.191 milioni di euro, evidenziano una riduzione pari a 4.441 milioni di euro, dovuta principalmente a:

- > rimborsi volontari del *Credit Facility* 2007 e 2009, a seguito dell'emissione dei prestiti obbligazionari rivolti ai piccoli risparmiatori in capo a Enel SpA, di cui:
  - 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
  - 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
  - 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;
- > rimborso per 500 milioni di euro della linea di credito *revolving* sindacata per 5 miliardi di euro a cinque anni stipulata nel mese di novembre 2005 e cancellata ad aprile 2010;
- > rimborso anticipato di finanziamenti bancari da parte di Endesa per 2.000 milioni di euro, in parte compensato da maggiori utilizzi di linee di credito *committed* per 1.380 milioni di euro.

Le obbligazioni, pari a 34.541 milioni di euro, in aumento di 2.652 milioni di euro, accolgono, tra l'altro, la quota a lungo termine dei prestiti obbligazionari rivolti ai piccoli risparmiatori (mercato *retail*) emessi da parte di Enel SpA, in data 26 febbraio 2010, per un ammontare di complessivi 3 miliardi di euro e con scadenza finale nel 2016, dei quali 2 miliardi di euro a tasso fisso e 1 miliardo di euro a tasso variabile.

I crediti finanziari a lungo termine, pari a 1.968 milioni di euro, in riduzione di 6.076 milioni di euro, risentono sostanzialmente della riclassifica dalle quote non correnti alle quote correnti dei crediti per il *deficit* tariffario in capo a Endesa di cui si prevede l'incasso entro i prossimi 12 mesi.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a una posizione netta positiva per 1.111 milioni di euro al 30 settembre 2010, si riduce di 4.175 milioni di euro rispetto a fine 2009, quale effetto della riduzione nei debiti bancari a breve termine per 1.131 milioni di euro, delle maggiori disponibilità liquide e dell'incremento dei crediti finanziari a breve per 6.280 milioni di euro; tali effetti sono parzialmente compensati dall'incremento dei debiti verso altri finanziatori per 3.236 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 11.302 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, Endesa Internacional BV, Endesa Capital SA, Térmica Portuguesa SA (Gruppo Enel Green Power España) e OGK-5, per 8.506 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.908 milioni di euro, delle quali circa 650 milioni di euro sono riferiti ai prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo Endesa, circa 804 milioni di euro a prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA, 195 milioni di euro al prestito obbligazionario emesso da Slovenské elektrárne, 120 milioni di euro al prestito obbligazionario emesso da Enel OGK-5, e ai prestiti obbligazionari emessi da Enel Investment Holding BV per 125 milioni di euro.

Si evidenzia infine che la consistenza dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti *over the counter* su tassi, cambi e *commodity* risulta pari a 727 milioni di euro, mentre il valore dei *cash collateral* incassati dalle stesse controparti è pari a 534 milioni di euro.

## Flussi finanziari

Il *cash flow da attività operativa* nei primi nove mesi del 2010 è positivo per 5.121 milioni di euro, in aumento di 1.284 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 più che compensato dal miglioramento del margine operativo lordo.

Il *cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento* nei primi nove mesi del 2010 ha assorbito liquidità per 2.874 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2009 ne aveva assorbita per 10.407 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 4.078 milioni di euro, non presentano variazioni significative rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 150 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione da parte di Enel Green Power di alcune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia, all'acquisto da parte di Enel Trade della società Enel Longanesi Development, operante nel campo dell'estrazione di gas naturale in Italia, all'acquisizione da parte di Enel North America della società Padoma Wind Power, specializzata nello sviluppo di impianti eolici in California e ad alcune acquisizioni di società minori effettuate da Endesa. Gli investimenti in imprese dei primi nove mesi del 2009, anch'essi espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, includevano essenzialmente gli effetti connessi all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa, nonché all'acquisto da parte di Endesa della società irlandese KJWB (oggi Endesa Ireland).

Nel primi nove mesi del 2010 il flusso di cassa derivante dalle dismissioni di imprese o rami di imprese, pari a 1.439 milioni di euro, si riferisce all'incasso del saldo dell'operazione di vendita (avvenuta nel corso del terzo trimestre 2009) del 51% del pacchetto azionario detenuto nella società russa SeverEnergia, all'incasso del corrispettivo per la vendita del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, nonché agli acconti ricevuti da Endesa per la cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica. Nei primi nove mesi del 2009 gli stessi flussi erano riferiti, oltre che alla prima *tranche* del corrispettivo per la suddetta vendita di SeverEnergia, anche alla cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona, al perfezionamento della vendita a Terna dell'intero capitale sociale della società Enel Linee Alta Tensione e alla cessione dell'80% della partecipazione in Enel Rete Gas.

Il fabbisogno generato dalle altre attività di investimento nei primi nove mesi del 2010, pari a 85 milioni di euro, è essenzialmente correlato al pagamento a saldo della partecipazione in Bayan Resources (acquistata nel corso dell'esercizio 2008), il cui effetto è stato parzialmente compensato dall'incasso ricevuto per la cessione di una quota pari al 39% della partecipazione detenuta in Idrosicilia SpA e dai disinvestimenti del periodo.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 3.092 milioni di euro, mentre nei primi nove mesi del 2009 aveva generato liquidità per 5.720 milioni di euro. Il flusso del periodo in esame risente sostanzialmente del fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi per 2.019 milioni di euro e alla variazione dei debiti finanziari per 1.073 milioni di euro,

mentre nell'analogo periodo del 2009 ha beneficiato degli effetti positivi connessi all'aumento del capitale di Enel.

Nei primi nove mesi del 2010 il *cash flow* generato dall'attività operativa per 5.121 milioni di euro ha consentito di fronteggiare il fabbisogno legato al *cash flow* da attività di investimento pari a 2.874 milioni di euro e quello da attività di finanziamento pari a 3.092 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 settembre 2010 risultano pari a 3.617 milioni di euro a fronte di 4.289 milioni di euro di fine 2009. Tale diminuzione beneficia degli effetti positivi connessi alla variazione cambi pari a 173 milioni di euro.

# Altre informazioni

## Informativa sulle parti correlate

In quanto principale operatore nel campo della produzione, della distribuzione e del trasporto di energia elettrica in Italia, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore dei Mercati Energetici (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 dei Mercati Energetici, 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 dei Mercati Energetici 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 Energetici 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 dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. Le società della Divisione Energie Rinnovabili operanti in Italia vendono energia elettrica al Gestore dei Mercati Energetici 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	Ricavi	Costi
	<b>al 30.09.2010</b>		<b>Primi nove mesi del 2010</b>	
<b>Relativi alle attività destinate a continuare</b>				
Acquirente Unico	309	878	1.293	4.479
GME	653	279	3.220	2.554
Terna	228	397	847	1.369
GSE	86	419	163	20
Eni	10	113	187	558
Poste Italiane	-	42	-	130
Altre	2	19	1	77
<b>Relativi alle attività possedute per la vendita</b>				
	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>1.288</b>	<b>2.147</b>	<b>5.711</b>	<b>9.187</b>

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 30 settembre 2010 e intrattenuti nel corso dei primi nove mesi del 2010.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	<b>al 30.09.2010</b>		<b>Primi nove mesi del 2010</b>	
SeverEnergia	171	-	2	-
Enel Rete Gas	12	34	15	215
Elica 2	4	1	-	-
CESI	-	18	-	13
La Geo	7	-	-	-
Società minori	19	2	3	2
<b>Totale</b>	<b>213</b>	<b>55</b>	<b>20</b>	<b>230</b>

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 e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

## Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro

	<b>al 30.09.2010</b>
<b>Fideiussioni rilasciate a garanzia di terzi</b>	<b>3.850</b>
<b>Impegni assunti verso fornitori per:</b>	
- acquisti di energia elettrica	51.378
- acquisti di combustibili	58.296
- forniture varie	7.184
- appalti	1.893
- altre tipologie	2.815
<b>Totale</b>	<b>121.566</b>
<b>TOTALE</b>	<b>125.416</b>

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 3.850 milioni di euro e si riferiscono per 610 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 2010 a 51.378 milioni di euro, di cui 17.325 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2010-2014, 8.391 milioni di euro relativi al periodo 2015-2019, 8.028 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024 e i rimanenti 17.634 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 2010 a 58.296 milioni di euro, di cui 25.985 milioni di euro relativi al periodo 1° ottobre 2010-2014, 23.372 milioni di euro relativi al periodo 2015-2019, 7.142 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024 e i rimanenti 1.797 milioni di euro con scadenza successiva.

Le forniture varie includono, per 183 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.

## Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

### **Evoluzione delle indagini da parte della Procura di Milano e della Corte dei Conti su ex dirigenti**

In relazione al procedimento a carico di ex Amministratori e dirigenti della società Enelpower nonché terzi per atti illeciti compiuti in danno della società, consistenti, tra l'altro, nella percezione di pagamenti da parte di fornitori per l'aggiudicazione di talune commesse, il 20 aprile 2010 il Giudice ha pronunciato sentenza di non doversi procedere a seguito della prescrizione intervenuta nei confronti degli ex Amministratori ed ex dirigenti coinvolti per i reati di corruzione e appropriazione indebita. Il processo continua nei confronti degli stessi per il reato di associazione a delinquere. Enel, Enelpower ed Enel Produzione sono, pertanto, rimaste costituite in tale procedimento quali parti offese per la suddetta ipotesi di reato.

A seguito del venire meno del titolo per il risarcimento del danno economico in esito alla sentenza della Corte di Cassazione del 19 dicembre 2009 n. 26806/09 – limitatamente ai danni patrimoniali accertati con la sentenza n. 532/08 – e della estinzione dei reati per prescrizione (per i reati di appropriazione indebita e corruzione), sono state avviate, inoltre, avanti ai Tribunali di Monza e di Udine, due azioni civili per risarcimento, in via extracontrattuale, del danno cagionato dalle medesime condotte illecite oggetto di accertamento nell'ambito del giudizio contabile e penale nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti Enel. Inoltre, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso azioni revocatorie nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti, ottenendo l'inefficacia nei loro confronti di alcuni atti di dismissione di cespiti. Si precisa, infine, che a seguito delle procedure esecutive mobiliari azionate nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti, sono stati recuperati già oltre 450.000 euro. Enelpower, peraltro, si è costituita nel giudizio per riciclaggio a carico dei medesimi soggetti dinanzi alle autorità giudiziarie svizzere. Con sentenza notificata il 2 luglio 2010 il Tribunale Penale Federale di Bellinzona, per quanto riguarda le pretese formulate dalle parti civili, ha rilevato che, essendo le stesse già costituite in Italia per il medesimo danno, sarebbe preclusa la possibilità di pretendere il risarcimento in Svizzera. Enel ha recentemente promosso ricorso avverso tale sentenza. Sempre in Svizzera Enelpower ha ottenuto il sequestro conservativo delle somme depositate su conti correnti svizzeri degli indagati per un importo complessivo di circa 32 milioni di franchi svizzeri (pari a circa 23 milioni di euro).

### **Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta**

Con sentenza n. 2507/2010, il 3 maggio 2010 il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) avverso la sentenza n. 321/08 del 13 febbraio 2008 con cui il TAR Lombardia aveva annullato la delibera n. 66/07. Con quest'ultimo provvedimento l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Enel Distribuzione ha presentato, in data 1° giugno 2010, ricorso al Consiglio di Stato per ottenere la revocazione della suddetta sentenza n. 2507/2010, nonché, in data 29 ottobre 2010, ricorso

dinanzi alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo di Strasburgo. Con la citata sentenza, infatti, il Consiglio di Stato, a giudizio di Enel, ha dato un'interpretazione del principio giuridico di legalità che si pone in netto contrasto con quanto solitamente affermato dalla giurisprudenza della Corte Europea. L'accoglimento del ricorso comporterebbe la condanna nei confronti dello Stato Italiano a un risarcimento commisurato all'importo versato con la sanzione pagata. L'effetto della sanzione è rilevato nel Conto economico dei primi nove mesi del 2010.

### Contenzioso BEG

Relativamente al giudizio arbitrale promosso da BEG SpA nel novembre 2000 nei confronti di Enelpower, in relazione al presunto inadempimento di un contratto di collaborazione per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania, retto dalla legge italiana, la Corte d'Appello albanese, in data 28 aprile 2010, ha confermato la decisione di primo grado con cui il Tribunale di Tirana aveva attribuito ad Albania BEG Ambient un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro, oltre a un risarcimento per danno extracontrattuale non quantificato. La sentenza è stata impugnata dinanzi alla Corte di Cassazione albanese entro i termini di legge.

In parallelo, con sentenza del 7 aprile 2009, la Corte d'Appello di Roma ha, invece, rigettato integralmente l'impugnativa proposta da BEG avverso il lodo arbitrale a lei sfavorevole. Avverso la sentenza della Corte di Appello, BEG, in data 25 giugno 2009, ha proposto ricorso innanzi alla Corte di Cassazione, che ha tenuto udienza in data 20 ottobre 2010. A oggi si è in attesa della pubblicazione della sentenza.

### Contenzioso Wisco

In relazione al contenzioso tra Enel.NewHydro e Trenitalia, quest'ultima ha trasferito a Enel.NewHydro il residuo 49% del capitale sociale di Wisco, mentre Enel.NewHydro ha effettuato il pagamento del prezzo di 16,6 milioni di euro (al netto dello sconto di 0,9 milioni di euro e dell'abbuono degli interessi maturati). Contestualmente Wisco e Trenitalia hanno sottoscritto un *addendum* al contratto di servizi di depurazione del 6 aprile 2004, che prevede un ampliamento delle attività affidate a Wisco da Trenitalia.

### Contestazione dell'Amministrazione finanziaria a Enel Rete Gas

Relativamente alla contestazione dell'Amministrazione finanziaria a Enel Rete Gas, in merito all'esercizio fiscale 2004, con un processo verbale di constatazione, in esito a una verifica parziale svolta nel 2007 circa la indeducibilità di alcune minusvalenze riferite alla cessione di taluni asset, nel mese di maggio 2008 è pervenuta a Enel Rete Gas la richiesta dell'Agenzia delle Entrate di Milano in ordine ai chiarimenti ex art. 37 bis, comma 4, DPR 600/73 (contraddittorio obbligatorio con il contribuente); le memorie contenenti i chiarimenti richiesti sono state consegnate da Enel Rete Gas all'Agenzia delle Entrate nel corso del 2008. Nonostante sia stata fornita adeguata documentazione per tutte le poste nel corso della procedura prevista dall'art. 37 bis, DPR n. 600/73, l'Ufficio Grandi Contribuenti ha deciso di non accogliere le ragioni della società e i rilievi riportati nel verbale di chiusura sono stati sostanzialmente trasfusi in un avviso di accertamento notificato alla società nel mese di novembre 2009. Pur ritenendo che le predette proposte di recupero a



tassazione siano del tutto illegittime e oggettivamente infondate, ai soli scopi deflattivi del contenzioso in data 15 gennaio 2010 la società ha presentato all' Agenzia delle Entrate istanza di accertamento con adesione ai sensi dell' art. 6 secondo comma del decreto legislativo 19 giugno 1997 n. 218. Tuttavia, il formale tentativo di conciliazione attraverso il predetto istituto non ha dato esito positivo e non è stato possibile addivenire con l' Amministrazione finanziaria a una definizione agevolata delle iniziali pretese erariali contenute nell' originario avviso di accertamento notificato alla stessa Enel Rete Gas. La controversia prosegue quindi secondo l' ordinaria disciplina del contenzioso tributario.

### Passività potenziali Gruppo Endesa

Nel 2005 l' Amministrazione tributaria brasiliana ha notificato ad Ampla un accertamento tributario che è stato oggetto di specifico ricorso. Il 6 dicembre 2007 Ampla ha ottenuto giudizio favorevole nel secondo grado di giudizio amministrativo contro il quale la " *Hacienda Publica* " brasiliana ha presentato un ricorso speciale al Consiglio Superiore dei Ricorsi Fiscali. Il valore del contenzioso è salito a circa 328 milioni di euro.

Nel corso del 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha stabilito che l' ICMS (*Impuesto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) dovrebbe essere determinata e pagata nei giorni 10, 20 e 30 del medesimo mese in cui l' imposta è maturata; tuttavia, Ampla ha continuato a pagare tale imposta in conformità al sistema precedente (fino al quinto giorno del mese successivo). Ampla ha presentato ricorso in secondo grado. Il valore del contenzioso è salito a 64 milioni di euro.

Relativamente al contenzioso di una società di costruzioni brasiliana con la società CELF e Ampla Energia e Serviços, recentemente la Corte adita ha accolto gli appelli presentati da Ampla e dallo Stato di Rio de Janeiro. Avverso tale decisione è stato proposto dalla società di costruzioni ricorso innanzi alla Corte di Cassazione che ha rigettato la domanda. La società di costruzioni ha quindi proposto un nuovo ricorso (" *de Agravo Regimental* ") dinanzi al *Tribunal Superior de Justicia de Brasil*, che è stato respinto.

Con riguardo al contenzioso tra la società brasiliana del Gruppo Endesa CIEN e Tractebel, per analoghe ragioni anche la società Furnas nel giugno 2010 ha presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN chiedendo la corresponsione di circa 235 milioni di euro, oltre a danni da quantificare. Le ragioni di CIEN sono simili a quelle del precedente caso, ovvero che a causa della regolamentazione argentina emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l' energia.

# Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis, comma 2 del decreto legislativo n. 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 2010 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.



**Format editoriale**

Inarea Strategic Design - Roma

**Progetto grafico e ideazione cover**

BCMROMA - Roma

**Consulenza editoriale e impaginazione**

Sogester - Roma

**Revisione testi**

postScriptum - Roma

*in copertina:*

Priolo Gargallo (SR), Sicilia

Centrale a ciclo combinato Archimede

Guido Fuà - Eikona per Enel

**Stampa**

Varigrafica Alto Lazio - Nepi (Viterbo)

Finito di stampare  
nel mese di dicembre 2010  
su carta ecologica riciclata  
Fedrigoni Symbol Matt Plus



Tiratura: 150 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 9.403.357.795  
(al 31 dicembre 2009) i.v.  
Codice Fiscale e Registro Imprese  
di Roma n. 00811720580  
R.E.A. di Roma n. 756032  
Partita IVA n. 00934061003



