



Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 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

Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010



Indice

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

6	La struttura Enel
8	Organi sociali
10	Sintesi dei risultati
14	Fatti di rilievo del primo semestre 2010
18	Scenario di riferimento
18	– Enel e i mercati finanziari
20	– Andamento dei principali indicatori di mercato
22	– Italia
24	– Aspetti normativi e tariffari
54	Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo
70	Risultati per area di attività
76	– Mercato
79	– Generazione ed Energy Management
83	– Ingegneria e Innovazione
85	– Infrastrutture e Reti
88	– Iberia e America Latina
93	– Internazionale
98	– Energie Rinnovabili
102	– Capogruppo, Servizi e Altre attività
105	Principali rischi e incertezze
109	Prevedibile evoluzione della gestione
110	Informativa sulle parti correlate
111	Ricerca e sviluppo
117	Risorse umane e organizzazione

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

130	Prospetti contabili consolidati
130	Conto economico consolidato
131	Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo
132	Stato patrimoniale consolidato
134	Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato
135	Rendiconto finanziario consolidato
136	Note illustrative

ALLEGATI

206	Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2010
-----	--

RELAZIONI

260	Relazione della Società di revisione
-----	--------------------------------------

Relazione intermedia sulla gestione



La struttura Enel

Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia
Vallenergie

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Hungary
Enel Trade Romania
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
SE Hydro Power
Enel Stocaggi
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 OGK-5
Enel Rus
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie
Enel Operations Belgium

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 ⁽¹⁾
Enel Green Power Portoscuso
Enel Green Power Calabria
Maicor Wind
Enel Green Power Puglia
(già Italgest Wind)
Enel Green Power Strambino Solar
Altomonte FV
(già Resit Altomonte)
Enerlive
Enel Green Power TSS
(già Anemos 1)
Energia Eolica

Servizi e Altre attività

Enel Servizi ⁽²⁾
Enelpower
Enel.NewHydro
Enel.Factor
Enel.Re

(1) 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 Glafkos Hydroelectric Station.
(2) Include nel 2010 i dati di Sfera.

La Divisione Mercato ha la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas sul territorio nazionale, di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi indirizzata alle diverse tipologie di clienti e di assicurare il rispetto dei livelli di qualità del servizio commerciale.

La Divisione Generazione ed Energy Management ha la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente.

La Divisione Infrastrutture e Reti ha la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica e di gas, ottimizzando la gestione delle reti, nonché di assicurare l'efficienza dei sistemi di misura e di garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico.

La Divisione Iberia e America Latina si occupa dello sviluppo della presenza e del coordinamento delle attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

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

La Divisione Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel, di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere (a eccezione dei mercati spagnolo, portoghese e latinoamericano e delle attività relative alle energie rinnovabili incluse nella Divisione Energie Rinnovabili), monitorando le opportunità di acquisizione che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e del gas.

La Divisione Energie Rinnovabili ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie di Enel.

Le attività delle Divisioni operative sono supportate dalle aree "Capogruppo" e "Servizi e Altre attività", che operano con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del Gruppo e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del *core business*.

Nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010 i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l'attuale struttura e sono perfettamente comparabili con i valori relativi all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Piero Gnudi

Amministratore Delegato
e Direttore Generale

Fulvio Conti

Consiglieri

**Giulio Ballio
Lorenzo Codogno
Renzo Costi
Augusto Fantozzi
Alessandro Luciano
Fernando Napolitano
Gianfranco Tosi**

Segretario del Consiglio

Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente

Sergio Duca

Sindaci effettivi

**Carlo Conte
Gennaro Mariconda**

Sindaci supplenti

**Antonia Francesca Salsone
Franco Tutino**

Società di revisione

KPMG SpA

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 18 giugno 2008, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 18 giugno 2008, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Sintesi dei risultati

I dati inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale relativi al secondo trimestre 2009 e 2010 non sono assoggettati a revisione contabile né a revisione contabile limitata.

I dati presentati nel seguito contengono alcuni indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato semestrale abbreviato; i criteri utilizzati per la loro costruzione sono esposti nell'apposito paragrafo della presente Relazione finanziaria semestrale.

Dati economici, patrimoniali e finanziari

2° trimestre		Milioni di euro	1° semestre	
2010	2009		2010	2009
16.685	13.341	Ricavi	34.802	28.457
4.400	4.089	Margine operativo lordo	8.878	7.939
2.953	2.839	Risultato operativo	6.083	5.579
1.727	1.850	Risultato netto del Gruppo e di terzi	3.053	3.974
1.375	1.616	Risultato netto del Gruppo	2.425	3.524
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,26	0,37 ⁽¹⁾
		Capitale investito netto	103.823	96.803 ⁽²⁾
		Indebitamento finanziario netto	53.894	50.870 ⁽³⁾
		Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	49.929	45.933 ⁽²⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,80	3,54 ⁽²⁾
		Cash flow da attività operativa	3.603	2.614
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ⁽⁴⁾	2.629	2.590

(1) Ai fini comparativi, il risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo è calcolato tenendo conto degli effetti diluitivi relativi all'aumento di capitale effettuato nel corso del 2009.

(2) Al 31 dicembre 2009 *restated*.

(3) Al 31 dicembre 2009.

(4) Non include investimenti del perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

I ricavi del primo semestre 2010 sono pari a 34.802 milioni di euro, con un incremento di 6.345 milioni di euro (+22,3%) rispetto al primo semestre 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, i cui ricavi risentono del diverso metodo di consolidamento di Endesa (da proporzionale a integrale), e alla Divisione Internazionale con particolare

riferimento ai maggiori ricavi delle attività di generazione e vendita 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.

Il *marginale operativo lordo*, pari a 8.878 milioni di euro, si incrementa di 939 milioni di euro (+11,8%). La crescita risente, in particolare, degli effetti connessi al citato cambio del metodo di consolidamento di Endesa nonché del miglioramento del margine da vendita e trasporto di energia sul mercato iberico.

Il *risultato operativo* ammonta a 6.083 milioni di euro, con un aumento del 9,0% rispetto ai 5.579 milioni di euro del primo semestre 2009. Tenuto conto dei maggiori ammortamenti per 435 milioni di euro conseguenti anche agli effetti sulle attività ammortizzabili della conclusione del processo di allocazione del prezzo riferito all'acquisto del 25,01% del capitale sociale di Endesa, la variazione del risultato operativo presenta un andamento in linea rispetto a quanto commentato relativamente al margine operativo lordo.

Il *risultato netto del Gruppo* del primo semestre 2010 ammonta a 2.425 milioni di euro rispetto ai 3.524 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-31,2%). In particolare, il risultato positivo derivante dal buon andamento della gestione operativa è stato più che compensato dalla flessione dei risultati finanziari che beneficiavano, nel primo semestre 2009, della rilevazione del provento per 970 milioni di euro derivante dall'esercizio anticipato della *put option* concessa da Enel ad Acciona sul 25,01% delle azioni di Endesa.

Il *capitale investito netto*, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 2.201 milioni di euro, ammonta a 103.823 milioni di euro al 30 giugno 2010 (96.803 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 49.929 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 53.894 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2010, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,08 (1,11 al 31 dicembre 2009).

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 416 milioni di euro al 30 giugno 2010 (63 milioni di euro al 31 dicembre 2009), si attesta a 53.894 milioni di euro, in aumento di 3.024 milioni di euro rispetto ai 50.870 milioni di euro del 31 dicembre 2009.

Gli *investimenti*, pari a 2.629 milioni di euro nel primo semestre 2010, si incrementano di 39 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009.

Dati per area di attività

Milioni di euro	2° trimestre					
	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Mercato	4.060	4.615	36	44	(27)	(64)
Generazione ed Energy Management	3.768	4.024	569	959	440	784
Ingegneria e Innovazione	154	182	5	10	4	9
Infrastrutture e Reti	1.717	1.913	924	1.121	697	911
Iberia e America Latina	7.348	3.420	2.046	1.245	1.261	753
Internazionale	1.473	1.251	464	317	345	139
Energie Rinnovabili	517	448	325	327	233	269
Capogruppo	187	173	(5)	18	(7)	16
Servizi e Altre attività	276	259	41	54	12	28
Elisioni e rettifiche	(2.815)	(2.944)	(5)	(6)	(5)	(6)
Totale	16.685	13.341	4.400	4.089	2.953	2.839

Milioni di euro	1° semestre					
	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Mercato	9.148	10.613	193	160	51	(9)
Generazione ed Energy Management	8.236	9.294	1.229	1.877	960	1.533
Ingegneria e Innovazione	328	457	7	13	5	12
Infrastrutture e Reti	3.414	3.471	1.845	2.016	1.405	1.596
Iberia e America Latina	14.843	7.149	4.047	2.416	2.578	1.462
Internazionale	3.111	2.649	841	698	581	392
Energie Rinnovabili	974	863	651	620	495	507
Capogruppo	323	356	(3)	54	(6)	50
Servizi e Altre attività	524	509	73	89	19	40
Elisioni e rettifiche	(6.099)	(6.904)	(5)	(4)	(5)	(4)
Totale	34.802	28.457	8.878	7.939	6.083	5.579

	Dipendenti (n.)	
	al 30.06.2010	al 31.12.2009
Mercato	3.943	3.962
Generazione ed Energy Management	6.637	6.703
Ingegneria e Innovazione	1.242	1.202
Infrastrutture e Reti	19.626	19.700
Iberia e America Latina ⁽¹⁾	25.490	26.305
Internazionale ⁽²⁾	15.457	15.752
Energie Rinnovabili ⁽³⁾	2.907	2.685
Capogruppo	782	731
Servizi e Altre attività	4.136	4.168
Totale	80.220	81.208

(1) Include 1.556 unità e 1.330 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita", rispettivamente al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009.

(2) Include 554 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

(3) Include 6 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

Dati operativi

2° trimestre						1° semestre						
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	
2010			2009			2010			2009			
20,2	48,1	68,3	21,6	37,6	59,2	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	40,9	100,0	140,9	42,3	80,1	122,4
59,4	45,0	104,4	57,9	30,1	88,0	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	121,4	91,2	212,6	118,1	61,8	179,9
26,1	44,5	70,6	30,7	32,6	63,3	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	55,8	94,3	150,1	64,3	66,7	131,0
0,8	1,0	1,8	0,7	0,6	1,3	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	3,2	2,1	5,3	2,9	1,2	4,1
Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽²⁾						38.011	42.209	80.220	38.121	43.087	81.208 ⁽³⁾	

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 2.116 unità e 1.330 unità riferite alle attività classificate come "possedute per la vendita", rispettivamente al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009.

(3) Al 31 dicembre 2009.

L'energia netta prodotta da Enel aumenta, nel primo semestre 2010, di 18,5 TWh (+15,1%), con una maggiore produzione realizzata all'estero (+19,9 TWh) in parte compensata da un decremento della produzione sul territorio italiano (-1,4 TWh). In particolare, l'incremento della produzione netta all'estero è riferibile essenzialmente al cambio di metodo di consolidamento di Endesa (23,2 TWh), consolidata dalla fine del mese di giugno 2009 integralmente anziché proporzionalmente, e alla maggiore produzione effettuata dalla Divisione Internazionale (4,5 TWh); tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione effettuata dalla Divisione Iberia e America Latina (-8,6 TWh).

L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel è pari, nel primo semestre 2010, a 212,6 TWh, con un incremento di 32,7 TWh (+18,2%), sostanzialmente attribuibile al cambio di metodo di consolidamento di Endesa oltre che al trend della domanda di energia elettrica nei principali mercati in cui Enel opera.

L'energia venduta da Enel registra nel primo semestre 2010 un aumento di 19,1 TWh (+14,6%) per effetto essenzialmente del diverso metodo di consolidamento di Endesa (+24,8 TWh), delle maggiori vendite della Divisione Iberia e America Latina (+1,8 TWh) e della Divisione Internazionale (+1,0 TWh), riferite queste ultime in particolare al mercato francese, parzialmente compensate dalla riduzione delle vendite nel mercato domestico (-8,5 TWh).

Le vendite di gas alla clientela finale ammontano nel primo semestre 2010 a 5,3 miliardi di metri cubi, con un incremento di 1,2 miliardi di metri cubi riferito essenzialmente all'estero e sostanzialmente riconducibile al cambio di metodo di consolidamento di Endesa.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2010 è pari a 80.220 dipendenti (81.208 al 31 dicembre 2009). La variazione è relativa a una riduzione delle consistenze (-1.011 unità) come saldo tra le assunzioni e le cessazioni e al diverso perimetro di consolidamento (+23 unità). Al 30 giugno 2010 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 42.209.

Fatti di rilievo del primo semestre 2010

Accordo Enel Green Power - Sharp - STMicroelectronics per la produzione di pannelli fotovoltaici

In data 4 gennaio 2010 Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics hanno firmato un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà realizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. Il progetto, che prevede una capacità produttiva iniziale di 160 MW, richiederà un investimento totale di 320 milioni di euro. Contemporaneamente Enel Green Power e la società giapponese hanno siglato un'ulteriore intesa per lo sviluppo congiunto di campi fotovoltaici entro il 2016, per una capacità installata totale di circa 500 MW.

Esplorazione e sfruttamento di un giacimento di gas in Algeria

In data 18 gennaio 2010 un consorzio formato da Enel (27,5%), Repsol (52,5%) e GDF-SUEZ (20%) ha firmato un contratto con l'Agenzia nazionale algerina per la valorizzazione degli idrocarburi e con la società petrolifera Sonatrach, finalizzato all'esplorazione e allo sfruttamento di un giacimento di gas in Algeria ("South-East Illizi").

Acquisto di Padoma Wind Power

In data 21 gennaio 2010 Enel North America e NRG Energy (NRG) hanno raggiunto un accordo che consente di acquisire, da NRG, Padoma Wind Power (Padoma), società specializzata nello sviluppo di impianti eolici. Padoma sta sviluppando circa 4.000 MW di progetti potenziali in California, che una volta realizzati contribuiranno al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo del 33% di vendita di energia rinnovabile ai consumatori finali, fissato dal "Renewable Portfolio Standard" dello Stato della California.

Infine, le due società hanno raggiunto un accordo in base al quale NRG manterrà un diritto di prelazione nel caso in cui Enel North America voglia ampliare la compagine societaria nei progetti Padoma.

Emissione di un prestito obbligazionario per 3 miliardi di euro

In data 10 febbraio 2010 la CONSOB ha autorizzato la pubblicazione del prospetto informativo relativo all'offerta pubblica e alla quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni (MOT) delle obbligazioni Enel a tasso fisso e a tasso variabile riservate ai risparmiatori italiani e di altri Paesi europei (in particolare, Francia, Germania, Belgio e Lussemburgo), per un valore complessivo massimo originario di 2 miliardi di euro, aumentato a 3 miliardi di euro in data 18 febbraio 2010 a seguito della richiesta degli investitori.

La durata di entrambi i titoli, sia quello a tasso fisso sia quello a tasso variabile, è di sei anni (scadenza marzo 2016). In particolare, le obbligazioni a tasso fisso,

emesse per un controvalore di 2 miliardi di euro, prevedono un rendimento annuo lordo effettivo pari al 3,52% (determinato sommando un margine di 73 punti base al tasso *mid swap* a sei anni), mentre le obbligazioni a tasso variabile, emesse per un controvalore di 1 miliardo di euro, sono remunerate in maniera indicizzata rispetto al tasso Euribor a sei mesi, maggiorato di un ulteriore margine di rendimento, pari a 73 punti base.

Riorganizzazione delle attività rinnovabili in Spagna e Portogallo

I consigli di amministrazione di Endesa e di Enel hanno approvato, rispettivamente il 15 marzo 2010 e il 17 marzo 2010, un'operazione che prevede l'integrazione delle attività di Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR - società di Endesa in cui sono ricomprese le attività rinnovabili operanti nella penisola iberica e oggi ridenominata Enel Green Power España) e di Enel Green Power (EGP) nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo. L'obiettivo dell'operazione è di garantire, all'interno del perimetro di EGP, una gestione unitaria allo sviluppo nella penisola iberica di tutte le attività di EGP e di Endesa nel campo delle fonti rinnovabili. Tale obiettivo verrà perseguito attraverso Enel Green Power España, il cui capitale è, al termine della suddetta operazione, posseduto per il 60% da EGP e per il 40% da Endesa.

L'integrazione è stata realizzata attraverso le seguenti tappe:

- > acquisizione da parte di Enel Green Power International (EGPI) del 30% di ECyR per un corrispettivo pari a circa 326 milioni di euro;
- > aumento di capitale di Enel Green Power España riservato a EGPI, che l'ha sottoscritto mediante il conferimento della propria partecipazione nel capitale di Enel Unión Fenosa Renovables e un versamento in contanti pari a circa 534 milioni di euro.

L'acquisizione della partecipazione e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di Enel Green Power España sono state effettuate sulla base di valori di mercato, che hanno formato oggetto di valutazione da parte di alcune banche di investimento indipendenti, le quali hanno emesso in merito una "fairness opinion".

Accordo per la cessione di Endesa Hellas

In data 16 marzo 2010 Endesa ha raggiunto un accordo con il *partner* Mytilineos Holding (Mytilineos) per la cessione di Endesa Hellas. In particolare, Mytilineos si impegna ad acquisire la partecipazione di Endesa in Endesa Hellas, pari al 50,01%, per un corrispettivo di 140 milioni di euro. A sua volta, Endesa acquisirà da Mytilineos per 20 milioni di euro alcuni impianti idroelettrici ed eolici (in parte operativi, in parte in costruzione) per una capacità complessiva di 15 MW. La transazione era soggetta all'ottenimento di alcuni permessi autorizzativi e si è perfezionata in data 1° luglio 2010.

Gazprom completa il pagamento per il 51% di SeverEnergia

Il 31 marzo 2010 Gazprom ha versato a Eni ed Enel 1.182 milioni di dollari statunitensi (di cui 473 milioni di dollari statunitensi pagati a Enel) quale seconda e ultima *tranche* dovuta ai sensi dell'accordo siglato il 5 giugno 2009 per la compravendita del 51% del capitale di SeverEnergia, società detenuta al 60% da Eni e al 40% da Enel. Considerando la prima *tranche* versata il 23 settembre 2009, il corrispettivo globale versato da Gazprom ammonta a circa 1,6 miliardi di dollari statunitensi.

Nuovo accordo per il nucleare in Italia

In data 9 aprile 2010 Enel, EDF e le società Finmeccanica, Ansaldo Energia e Ansaldo Nucleare, hanno firmato un importante *Memorandum of Understanding*. Obiettivo dell'accordo è la definizione delle aree di potenziale cooperazione tra Enel, EDF e Ansaldo Energia, che controlla al 100% Ansaldo Nucleare, nell'ambito dello sviluppo e della costruzione di almeno quattro unità nucleari con tecnologia EPR (*Evolutionary Pressurized Reactor*) - Areva che Enel ed EDF intendono realizzare in Italia. Enel ed EDF avranno il ruolo di investitori e di *Architect Engineer*, ovvero avranno la responsabilità complessiva del progetto, della gestione, della realizzazione e del *commissioning* degli impianti. Le due società beneficeranno dell'esperienza di Ansaldo negli studi, nella progettazione e nelle attività di *commissioning* dei sistemi nucleari, e nel supporto alle attività di *licensing*.

Linea di credito rotativa da 10 miliardi di euro

In data 19 aprile 2010 Enel ha firmato una linea di credito rotativa dell'importo di 10 miliardi di euro caratterizzata da una durata di cinque anni, che sostituisce un prestito sindacato di complessivi 5 miliardi di euro. Tale nuova linea di credito, che potrà essere utilizzata direttamente da Enel e/o da parte della controllata Enel Finance International SA, intende dotare la tesoreria del Gruppo di uno strumento caratterizzato da elevata flessibilità, fruibile per la gestione del capitale circolante, non risultando connessa al programma di rifinanziamento del debito in essere. Tale linea di credito, al 30 giugno 2010, non risulta utilizzata.

Acquisto di licenze esplorative e di asset nel gas in Nord Italia

In data 20 aprile 2010 Enel Trade ha finalizzato l'acquisto degli asset (oggi Enel Longanesi Development) nel settore gas dalla società canadese Stratic Energy Corporation, in esecuzione dell'accordo firmato a novembre 2009. Tali asset comprendono riserve per circa 0,7 miliardi di metri cubi e alcune licenze esplorative per un valore complessivo di 33 milioni di euro. Il prezzo pagato sarà soggetto a un eventuale aggiustamento determinato in funzione dell'entrata in produzione dei giacimenti.

Accordo con Inter Rao Ues per lo sviluppo di attività in Russia

In data 26 aprile 2010 Enel e Inter Rao Ues hanno firmato un *Memorandum of Understanding* per la cooperazione nei settori nucleare, costruzione di nuovi impianti, innovazione tecnica, efficienza energetica e distribuzione, sia in Russia sia nei Paesi dell'Est Europa. Di particolare rilevanza è l'intenzione di analizzare il progetto di sviluppo di una nuova centrale nucleare a Kaliningrad, che costituisce di fatto la prima *partnership* pubblico-privata nel settore nucleare in Russia. La centrale sarà composta da due gruppi da 1.170 MW l'uno e utilizzerà la tecnologia di terza generazione VVER 1200. L'entrata in produzione è prevista tra il 2016 e il 2018; una quota rilevante dell'energia prodotta sarà destinata ai vicini mercati europei. Inter Rao Ues fornirà i termini e le condizioni per la partecipazione di investitori esteri al nuovo progetto di reattore nucleare così come le caratteristiche tecniche per la distribuzione dell'energia prodotta, mentre Enel studierà gli aspetti tecnici, economici e normativi del progetto per valutare condizioni e modalità della sua possibile partecipazione.

Accordo tra Enel Produzione e SEL per il settore idroelettrico nella provincia di Bolzano

In data 1° giugno 2010, in attuazione dell'Accordo Definitivo sottoscritto in data 20 ottobre 2009, Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina (SEL) hanno costituito SE Hydro Power, in cui Enel Produzione e SEL possiedono rispettivamente quote di partecipazione pari al 40% e al 60% del capitale. Sino al 31 dicembre 2010 la *joint venture* gestirà tutte le 12 concessioni di grande derivazione idroelettrica in scadenza a fine anno di cui Enel Produzione è stata finora titolare nel territorio della provincia di Bolzano.

A partire dal 1° gennaio 2011, nell'ambito delle concessioni sopra indicate, SE Hydro Power provvederà a gestire 10 concessioni caratterizzate da una durata trentennale e una potenza complessiva pari a circa 600 MW, che, all'esito dell'espletamento dei procedimenti amministrativi provinciali, sono state rilasciate a SEL con decorrenza dalla data sopra indicata. Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in seguito al verificarsi delle condizioni cui era sottoposta l'efficacia dell'Accordo e, in particolare, in seguito all'ottenimento (i) di un provvedimento non ostativo da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, nonché (ii) del nulla osta da parte della Provincia al trasferimento in capo a SE Hydro Power della titolarità delle concessioni idroelettriche interessate. L'Accordo prevede inoltre che nella seconda metà del 2010 SE Hydro Power acquisisca da Enel Produzione per un corrispettivo di 20 milioni di euro il ramo di azienda relativo alle concessioni di piccola derivazione idroelettrica di cui quest'ultima è titolare nella provincia di Bolzano.

Enel Green Power: presentata la domanda di ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario di Borsa Italiana

In data 18 giugno 2010 Enel Green Power SpA (EGP) ha presentato a Borsa Italiana la domanda di ammissione a quotazione delle azioni della società sul Mercato Telematico Azionario e alla CONSOB la richiesta di autorizzazione alla pubblicazione del prospetto informativo relativo all'offerta pubblica di vendita e alla quotazione delle azioni medesime. Enel si riserva inoltre di valutare l'opportunità di richiedere la quotazione delle azioni di EGP anche presso altri mercati regolamentati, con particolare riferimento a quello spagnolo.

È prevedibile che, compatibilmente con le condizioni dei mercati, l'offerta abbia luogo nel prossimo mese di ottobre. Contestualmente Enel continua a valutare accordi con investitori di lungo periodo per la cessione di una partecipazione di minoranza di EGP, da effettuare in concomitanza o in alternativa all'offerta pubblica di vendita sopra indicata.

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

I primi mesi del 2010 sono stati caratterizzati da un graduale miglioramento degli andamenti economici rispetto alla fine del 2009. I principali mercati azionari, dopo aver toccato un minimo nel mese di febbraio, hanno mostrato un andamento positivo che si è protratto sino agli inizi del mese di aprile. Dalla metà del mese di aprile il brusco aumento delle tensioni sui mercati internazionali dei capitali – scaturite dalla grave situazione delle finanze pubbliche in Grecia – ha determinato un generale incremento dell'avversione al rischio. Ciò si è riflesso sulle quotazioni azionarie, che hanno mostrato un netto calo, nonostante gli interventi messi in atto dagli organismi sovranazionali (tra cui, *in primis*, il Consiglio Europeo e il Fondo Monetario Internazionale).

Guardando all'Italia, l'indice rappresentativo del mercato azionario italiano (FTSE Italia All-Share) ha registrato un andamento caratterizzato da un calo più marcato rispetto alla media dei principali mercati globali. Da inizio anno, l'indice nazionale è sceso del 16%, un andamento peggiore rispetto al -13,2% riportato dall'indice europeo Euro STOXX 50.

In questo contesto economico, il settore delle *utility* ha sofferto in modo più marcato. L'indice settoriale europeo (STOXX 600 Utilities) ha registrato nei primi sei mesi del 2010 un calo del 15,7%, mentre l'indice mondiale del comparto (Bloomberg World Electric Index) è sceso del 16,9%. Tale andamento ribassista è stato influenzato, tra l'altro, dal timore che la necessità di ridurre i *deficit* da parte degli Stati sovrani possa riflettersi in un maggiore intervento dei governi proprio su tale settore.

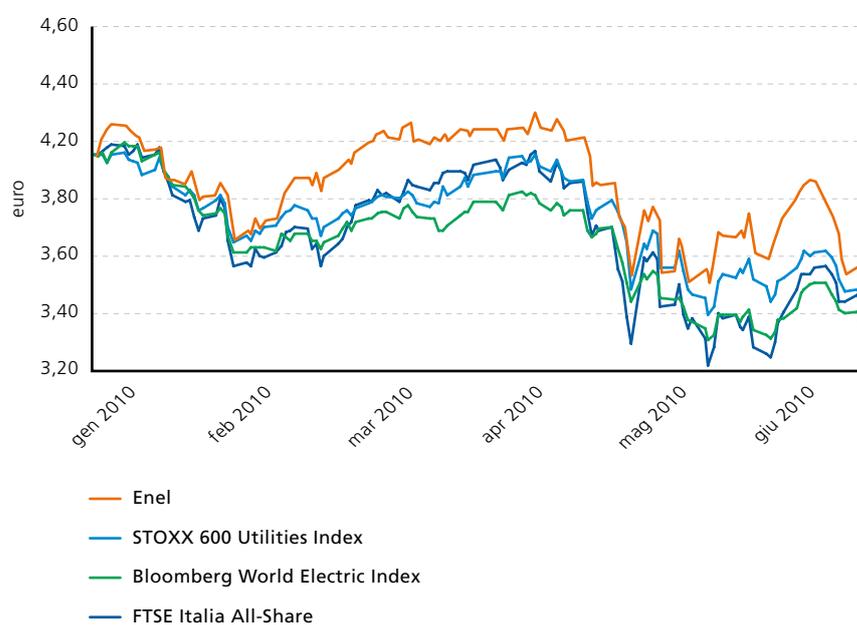
Nello stesso periodo il titolo Enel ha registrato una variazione del -13,8%, con una *performance* migliore rispetto sia all'indice del mercato di riferimento (FTSE Italia All-Share) sia agli indici settoriali delle *utility* (DJ STOXX 600 Utilities e Bloomberg World Electric Index) e dei principali competitori a livello europeo, che hanno registrato un calo medio di oltre il 20% da inizio anno.

Il 24 giugno 2010 è stato pagato agli azionisti il saldo del dividendo 2009 pari a 0,15 euro per azione che, unitamente all'acconto pagato il 26 novembre 2009 pari a 0,10 euro per azione, porta il rendimento complessivo del titolo a circa il 6,5% (calcolato sulla media dei prezzi del 2009), tra i più alti del settore.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investor Relations (<http://www.enel.com/it-IT/investor/>) dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle assemblee, oltre ad aggiornamenti periodici sui temi di *corporate governance*.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683057975; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

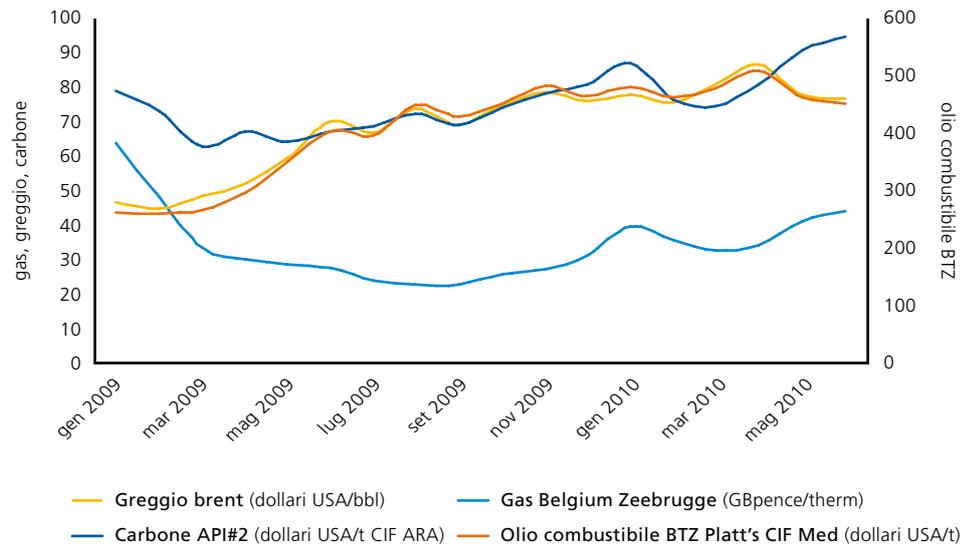
Andamento titolo Enel, STOXX 600 Utilities Index, Bloomberg World Electric Index, FTSE Italia All-Share - Da gennaio 2010 al 30 giugno 2010



Andamento dei principali indicatori di mercato

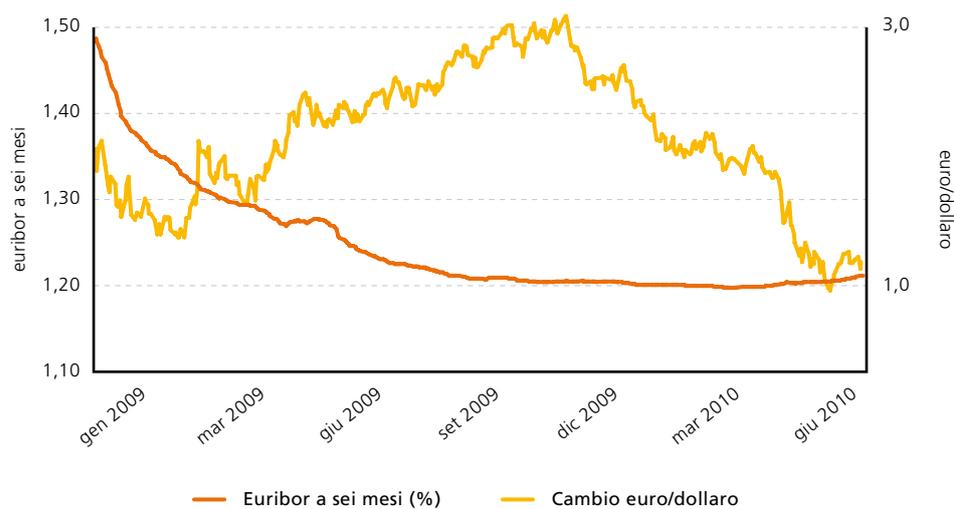
Nei grafici seguenti sono rappresentati gli andamenti nei due semestri di riferimento dei principali indicatori di mercato.

Prezzo combustibili (dal 1° gennaio 2009 al 30 giugno 2010)



Il mercato dei combustibili nei due periodi in esame ha evidenziato un generale *trend* di rialzo dei prezzi (a eccezione del gas), da riferire sostanzialmente alla ripresa dell'economia in tutti i principali mercati internazionali. In particolare, il greggio ha segnato un incremento del 51,6% con un prezzo medio, per il brent, che è passato da 52,8 dollari al barile del primo semestre 2009 a 78,4 dollari al barile nel primo semestre 2010 (+48,5%). Il carbone ha registrato nel primo semestre 2010 un prezzo medio di 83,0 dollari a tonnellata, con un incremento del 22,1% rispetto al primo semestre 2009 (68,0 dollari a tonnellata). Il prezzo medio dell'olio combustibile BTZ ha subito un incremento del 55,4%, passando da 301,6 dollari a tonnellata nel primo semestre 2009 a 468,8 dollari a tonnellata nel primo semestre 2010. Infine, il prezzo medio del gas naturale (indice Belgium Zeebrugge) è passato da 37,6 GBpence/therm a 37,0 GBpence/therm con un decremento dell'1,6%.

Mercato monetario (dal 1° gennaio 2009 al 30 giugno 2010)



I mercati monetari nel primo semestre 2010 e nel primo semestre 2009 hanno evidenziato andamenti riconducibili prevalentemente alla crisi che ha caratterizzato i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro, pur in presenza di un mercato altalenante, caratterizzato da un rafforzamento dell'euro fino alla fine del 2009 e da un successivo calo nel primo semestre 2010, ha visto una media pari a 1,33 in entrambi i periodi in analisi. Il tasso Euribor a sei mesi, in ragione dei pesanti allineamenti effettuati dalle maggiori banche europee, ha avuto un *trend* decrescente registrando una media dell'1,81% nel primo semestre 2009 e dello 0,97% nel primo semestre 2010.

Italia

Il mercato dell'energia

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2010	2009	Variazioni		2010	2009	Variazioni					
Produzione netta:											
49.400	45.626	3.774	8,3%	- termoelettrica	107.055	99.507	7.548	7,6%			
15.026	18.486	(3.460)	-18,7%	- idroelettrica	25.504	30.322	(4.818)	-15,9%			
3.242	2.678	564	21,1%	- geotermoelettrica e da altre fonti	7.028	5.912	1.116	18,9%			
67.668	66.790	878	1,3%	Totale produzione netta	139.587	135.741	3.847	2,8%			
11.224	11.467	(243)	-2,1%	Importazioni nette	22.915	24.152	(1.237)	-5,1%			
78.892	78.257	635	0,8%	Energia immessa in rete	162.502	159.893	2.609	1,6%			
(1.244)	(1.483)	239	16,1%	Consumi per pompaggi	(2.595)	(2.996)	401	13,4%			
77.648	76.774	874	1,1%	Energia richiesta sulla rete	159.907	156.897	3.010	1,9%			

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo giugno 2010). I volumi del 2009 sono allineati ai dati definitivi sulla domanda di energia elettrica in Italia pubblicati da Terna il 7 luglio 2010.

L'*energia richiesta* in Italia risulta in aumento nel primo semestre 2010 dell'1,9% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2009, attestandosi a 159,9 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'85,7% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (84,6% nel primo semestre 2009) e per il restante 14,3% dalle importazioni nette (15,4% nel primo semestre 2009). Analogo andamento è stato registrato nel secondo trimestre 2010 ove l'energia richiesta ha registrato un incremento dell'1,1% (+0,9 TWh).

Le *importazioni nette* del primo semestre 2010 registrano un decremento di 1,2 TWh (-0,2 TWh nel secondo trimestre), 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* nel primo semestre 2010 è in aumento del 2,8% (+3,8 TWh), sostanzialmente da riferire all'incremento della produzione termoelettrica (+7,5 TWh) e a un incremento della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+1,1 TWh). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla riduzione della fonte idroelettrica (-4,8 TWh), dovuta alle migliori condizioni di idraulicità del precedente periodo. Analogo andamento si registra nella produzione netta nel secondo trimestre 2010, in aumento dell'1,3% (+0,9 TWh).

Il mercato del gas

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

2° trimestre				Miliardi di m ³	1° semestre			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni	
3,6	3,4	0,2	5,9%	Residenziale e commerciale	19,0	18,7	0,3	1,6%
4,7	3,7	1,0	27,0%	Industriale	9,9	7,8	2,1	26,9%
6,5	5,7	0,8	14,0%	Termoelettrico	14,1	12,5	1,6	12,8%
0,5	0,5	-	-	Altro ⁽¹⁾	1,1	1,1	-	-
15,3	13,3	2,0	15,0%	Totale	44,1	40,1	4,0	10,0%

(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 nel primo semestre 2010 registra un incremento del 10,0% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, caratterizzato da una riduzione dei consumi correlabile al rallentamento dell'economia nazionale per effetto della crisi finanziaria. Anche i consumi a uso residenziale e commerciale fanno registrare un lieve incremento, particolarmente concentrato nel secondo trimestre.

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 CO₂ (CCS) attraverso la vendita di 300 milioni di quote di emissione della Riserva destinata ai Nuovi Entranti per il periodo post 2012 (fondo cosiddetto NER-300). La decisione, che prevede la conclusione della prima gara per l'aggiudicazione dei finanziamenti entro la fine del 2011, è ora in fase di scrutinio da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo (in base alla procedura decisionale cosiddetta "comitology", lo scrutinio ha una durata di tre mesi, allo scadere dei quali in assenza di rilievi la Commissione adotta il provvedimento).

Inoltre, il 18 febbraio 2010 lo stesso *Committee* ha approvato la bozza di Regolamento per un sistema standardizzato e sicuro di Registri ETS (*Emission Trading Scheme*), che sarà applicabile dal 1° gennaio 2012. Il Regolamento, che sostituirà l'attuale disciplina del Regolamento n. 2216/2004, prevede tra l'altro l'istituzione di un Registro europeo ETS (al posto del sistema di registri nazionali attualmente in vigore) e la partecipazione del settore aereo al sistema di *Emission Trading*. Il Regolamento, infine, prevede alcune misure per rafforzare il sistema di sicurezza con l'obiettivo di evitare fenomeni di frode fiscale e altre attività fraudolente; queste ultime misure avranno effetto immediato non appena il provvedimento entrerà in vigore. Tra le principali misure in attesa di adozione nell'ambito della revisione del sistema europeo di *Emission Trading* a partire dal 2013, è attualmente in discussione la proposta della Commissione Europea per il Regolamento sul funzionamento delle aste di allocazione dei permessi di emissione. La scadenza formale per l'adozione del Regolamento (30 giugno 2010, ai sensi della direttiva ETS) non è stata rispettata, a causa del protrarsi di divergenze tra gli Stati membri sulle modalità di attuazione delle aste.

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 (78 euro/MWh nel primo trimestre 2009). È stata inoltre confermata la modalità di aggiornamento del prezzo, basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale), sulla base della quale il prezzo per il secondo trimestre è stato pari a 66,49 euro/MWh, mentre quello per il terzo trimestre ammonta a 63,66 euro/MWh.

Certificati verdi

Il 9 febbraio 2010 il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha reso noto agli operatori il prezzo di riferimento dei certificati verdi (CV) 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 GME (Gestore dei Mercati Energetici) nel triennio 2007-2009.

L'art. 2, comma 3, del decreto legge n. 72 del 20 maggio 2010 abroga i commi 18 e 19 della legge n. 99/2009 (c.d. "Legge Sviluppo") che trasferiva l'obbligo di immissione di una quota di energia rinnovabile nel sistema elettrico nazionale dai soggetti produttori o importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili ai soggetti che concludono con Terna uno o più contratti di dispacciamento in prelievo. La legge n. 111 del 19 luglio 2010 di conversione di tale decreto è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 20 luglio 2010.

La legge di conversione del decreto legge "Manovra Finanziaria", in fase di approvazione finale, prevede all'art. 45 che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'esborso sostenuto dal GSE per il ritiro dei CV in scadenza sia inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010. Le modalità attuative di tale disposizione saranno definite con successivo decreto che dovrà essere emanato entro il 31 dicembre 2010.

Per quanto riguarda l'incentivazione della produzione elettrica da biomasse da filiera corta (cioè prodotte entro un raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica) e biomasse da intesa di filiera (cioè prodotte nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro di cui agli artt. 9 e 10 del decreto legislativo n. 102 del 2005), il 5 maggio 2010 è stato pubblicato il decreto ministeriale che stabilisce il coefficiente moltiplicativo nella misura dell'1,8 relativamente all'incentivazione mediante CV.

Mercato

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 già servite nel 2008 (a eccezione di Toscana, Umbria e Marche), nonché le aree del Piemonte, della Valle d'Aosta, della Liguria e della Lombardia, servite nel 2008 da un altro operatore. Il valore medio del premio offerto da Enel Energia nelle otto aree aggiudicate è di circa 21,5 euro/MWh.

Con la delibera ARG/elt n. 112/09 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha stabilito gli obblighi informativi in capo agli esercenti la maggior tutela ai fini dell'applicazione obbligatoria, a partire dal 1° aprile 2010, dei corrispettivi biorari ai clienti domestici con misuratore riprogrammato per fasce. Con successive delibere, l'AEEG ha prorogato il termine per l'applicazione dei corrispettivi biorari fino al 1° luglio 2010 (delibera ARG/elt n. 177/09) e ha introdotto un meccanismo di gradualità nell'applicazione degli stessi corrispettivi (delibera ARG/elt n. 22/10) per il periodo 1° luglio 2010 - 31 dicembre 2011. In particolare, in tale periodo transitorio il meccanismo è volto a fornire ai clienti domestici informazioni

relative alla differenza di costo dell'energia elettrica nelle due fasce individuate. Con la delibera ARG/elt n. 191/09 l'AEEG ha adottato una serie di misure volte a ridurre il rischio creditizio degli esercenti l'attività di vendita. In particolare, l'AEEG ha previsto il raddoppio dei livelli attuali del deposito cauzionale versato dai clienti serviti in maggior tutela nonché, nei casi di rientro in maggior tutela, la facoltà per gli esercenti di non erogare la fornitura fino al pagamento del credito pregresso. Con la stessa delibera l'AEEG ha, inoltre, istituito un sistema – da attuare entro la fine del 2010 – che garantisce un indennizzo al venditore uscente in caso di mancato incasso delle ultime fatture a seguito di *switching* da parte del cliente.

Con la delibera ARG/elt n. 33/10, l'AEEG ha definito il meccanismo di reintegrazione dei crediti rimasti in capo agli esercenti che hanno svolto transitoriamente il servizio di salvaguardia. In particolare, l'AEEG ha stabilito che i crediti saranno riconosciuti al netto dei margini conseguiti dai singoli esercenti nello stesso periodo. Tali crediti saranno liquidati dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico, nella prima metà del 2011, agli esercenti a valle dell'istruttoria per la quantificazione del margine.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con le delibere ARG/elt n. 205/09 e ARG/com n. 211/09, l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2010. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è pari a 162,6 euro/MWh, con una riduzione del 2,2% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento, è stata ridotta di 0,6 euro/MWh e, pertanto, è pari a 89,83 euro/MWh; la componente PPE, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione relativi al 2008, è stata ridotta di 3,7 euro/MWh ed è quindi pari a 1,5 euro/MWh; la componente UC1, a copertura del *deficit* di perequazione residuo relativo agli anni 2006 e 2007, è stata incrementata di 1,5 euro/MWh e, pertanto, è pari a 3,02 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre incrementato la componente A3, destinata all'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate, di 0,8 euro/MWh, fissandola a 8,9 euro/MWh e ridotto di 0,3 euro/MWh la componente A4 per il finanziamento dei regimi tariffari speciali, fissandola a 0,73 euro/MWh.

Con le delibere ARG/elt n. 41/10 e ARG/com n. 44/10, l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il secondo trimestre 2010.

La tariffa finale per il cliente domestico tipo è stata fissata a 157,7 euro/MWh, con una riduzione del 3,1% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED è stata ridotta di 0,5 euro/MWh e, pertanto, è pari a 89,37 euro/MWh, mentre le componenti PPE e UC1 sono state azzerate. L'AEEG ha inoltre incrementato la componente A3 di circa 1,5 euro/MWh, fissandola a 10,4 euro/MWh e ha ridotto di 0,14 euro/MWh la componente A4, fissandola a 0,59 euro/MWh.

Con la medesima delibera ARG/elt n. 41/10 l'AEEG ha aggiornato, a decorrere dal 1° aprile 2010, il corrispettivo RCV a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, portandolo da 19,27 a 19,09 euro/anno per i clienti domestici e da 32,60 a 31,59 euro/anno per gli altri usi in bassa tensione, assicurando un gettito annuale comunque in linea con quello dell'anno precedente. 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 di circa 1,1 euro/MWh, fissandola a 11,4 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. 99/09. Il prezzo di cessione dell'energia CIP 6 per il primo trimestre 2010 è fissato pari a 57 euro/MWh, mentre quello per il secondo trimestre 2010 ammonta a 63,69 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. La decisione dell'AGCM sugli impegni è attesa a breve.

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. La chiusura del procedimento è fissata per il 10 agosto 2010.

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 a 210.000 euro. L'AGCM dovrà quantificare l'importo di tali sanzioni entro la fine di luglio.

Con sentenza n. 2507/2010, 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 ricorso al Consiglio di Stato per revocazione della suddetta sentenza n. 2507/2010, notificato ad AEEG in data 1° giugno 2010.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera ARG/gas n. 207/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2010, definendo un prezzo pari a 69,34 centesimi di euro/m³, con un incremento del 2,8% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata incrementata del 9,6% rispetto al trimestre precedente.

Con la delibera ARG/gas n. 42/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il secondo trimestre 2010, definendo un prezzo pari a 71,81 centesimi di euro/m³, con un incremento del 3,6% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata incrementata del 10,7% rispetto al trimestre precedente.

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 presenterà a breve il ricorso avverso la delibera ARG/gas n. 89/10.

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/m³, 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.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 2 febbraio 2010 Enel Energia ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR Lazio dell'8 settembre 2009 che ha rigettato il ricorso di Enel Energia avverso il provvedimento AGCM PS/1874 del 3 dicembre 2008.

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 di 225 MW per Enel e di 150 MW per E.ON, tramite la stipula di contratti differenziali (a una/ due vie a scelta del produttore) riferiti al PUN. L'asta per l'assegnazione dei *Virtual Power Plant*, che prevedeva un prezzo minimo di assegnazione definito da Enel, si è svolta il 15 ottobre 2009 e si è conclusa con l'assegnazione dell'intera 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 in 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.

Oneri certificati verdi per la fornitura del mercato vincolato nel periodo 2001-2004

È attesa l'udienza del Consiglio di Stato sul ricorso in appello dell'AEEG avverso il riconoscimento a Enel Produzione degli oneri relativi all'acquisto dei certificati verdi per l'energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato per l'anno 2003. In merito al ricorso presentato dall'AEEG al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR sul riconoscimento degli oneri relativi all'acquisto di certificati verdi sostenuti da Enel Produzione per la produzione da impianti idroelettrici di pompaggio, in data 4 novembre 2009 il Consiglio di Stato ha emesso un decreto di perenzione per inattività della parte. Con ordinanza del 5 febbraio 2010 il Consiglio di Stato ha respinto il ricorso dell'AEEG di opposizione al decreto di perenzione. La sentenza del TAR Lombardia favorevole a Enel Produzione è pertanto confermata.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 2 febbraio 2010 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato 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. La data di chiusura del procedimento è fissata per il 30 marzo 2011.

Emission Trading

Con la delibera n. 3/2010 il Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE ha stabilito il rilascio di quote per l'anno 2010, pari a circa 32,7 Mton, cui vanno aggiunte le quote già assegnate dalla Riserva Nuovi Entranti pari a circa 1,9 Mton.

Il 16 aprile il Comitato ETS ha adottato la delibera n. 8/2010, che assegna le quote, attingendo alla Riserva Nuovi Entranti fissata dalla Decisione di Assegnazione per il periodo 2008-2012, agli impianti di combustione addizionali che hanno effettuato incrementi di capacità nella Fase 1 dell'ETS, per un totale di 0,55 Mton. Inoltre, il 28 aprile con delibera n. 9/2010 il Comitato ha assegnato integralmente la Riserva residua a favore dei nuovi impianti entrati in esercizio fino ad aprile 2009, per un totale di circa 21,7 Mton. Di questi, circa 1 milione è stato assegnato a Enel Produzione per il ripristino di un'unità di Termini Imerese (per l'intero periodo 2008-2012) e per le emissioni del primo gruppo di Torrealvaliga Nord per il periodo di avviamento relativo al primo semestre

2009. Sono state invece escluse (perché successive al periodo considerato) le assegnazioni per coprire il restante fabbisogno di Torrealvaldiga Nord.

Per ovviare 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* delle quote di emissione, a valori di mercato, 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). Il decreto, che deve essere convertito entro 60 giorni dalla sua pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, è attualmente all'esame del Parlamento.

Le emissioni prodotte da Enel Produzione al 30 giugno 2010 sono state pari a 16,5 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 17,6 Mton, non si evidenzia alcun *deficit*.

Tariffe di trasporto e misura gas - nuovo periodo regolatorio

Ad aprile 2010 Enel ha presentato ricorso avverso le delibere ARG/gas n. 184/09, 192/09 e 198/09; per maggiori approfondimenti, si rimanda a quanto commentato nel bilancio consolidato 2009.

Borsa del gas e mercato giornaliero del bilanciamento

L'art. 30 della legge n. 99/09 del 23 luglio 2009 ha previsto l'affidamento al Gestore dei Mercati Energetici (GME) della gestione economica del mercato del gas naturale (Borsa del gas) secondo una disciplina predisposta dal GME stesso e approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico e l'assunzione da parte del GME delle offerte di acquisto e vendita del gas secondo criteri di merito economico entro febbraio 2010.

Ai sensi dell'art. 30, comma 2, il Ministro dello Sviluppo Economico, con proprio decreto del 18 marzo 2010, ha definito le modalità di gestione da parte del GME degli scambi relativi alle quote di gas importato da Paesi extra UE soggette a obbligo di offerta. Il decreto prevede per il GME l'assunzione del ruolo di controparte unica entro il 1° ottobre 2010. La delibera ARG/gas n. 58/10 ha definito le modalità di offerta sulla Borsa del gas delle quote di gas importato fino a settembre 2011.

Criteri di allocazione

Con la delibera ARG/gas n. 62/09 l'AEEG ha avviato un procedimento per la revisione dei criteri di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna condivisi del sistema di trasporto. L'attuale procedura, definita dall'art. 29 della delibera n. 138/04 e prorogata una prima volta al 30 settembre 2010, è stata ulteriormente differita al 30 settembre 2011 con la delibera ARG/gas n. 27/10. Con la stessa delibera l'AEEG ha definito una nuova modalità di calcolo delle allocazioni giornaliere dei quantitativi di gas prelevati dai clienti non misurati giornalmente. Tale modalità, valida per il periodo ottobre 2010 - settembre 2011, sarà applicata anche ai fini del ricalcolo dei corrispettivi di trasporto e stoccaggio pagati dagli utenti per il periodo 1° ottobre 2007 - 30 settembre 2010. I conguagli relativi a tali corrispettivi saranno effettuati per gli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 entro il 30 settembre 2010 e per l'anno termico 2009-2010 entro il 28 febbraio 2011.

Rettifiche tardive dei dati di misura

Con la delibera ARG/gas n. 182/09 l'AEEG ha definito i criteri di liquidazione delle partite economiche derivanti da rettifiche tardive dei dati di misura di clienti finali diretti della rete di trasporto. Con delibera ARG/gas n. 70/10 l'ambito di applicazione è stato esteso ai *city-gate* condivisi nei casi in cui le rettifiche tardive non comportino riallocazioni. Da luglio 2010 saranno previste sessioni di *netting* semestrali a un prezzo mensile regolato a copertura dei costi di materia prima e trasporto; la compensazione economica coinvolge tutti gli utenti del trasporto con contratto al mese M-4.

Infrastrutture e Reti

Efficienza energetica

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) 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 e 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'AEEG un termine di 90 giorni per pronunciarsi sull'istanza di riesame presentata in precedenza da Enel.si alla stessa AEEG e ha fissato una nuova udienza per il 21 ottobre 2010. Con la delibera ARG/elt n. 56/10 l'AEEG ha esteso la possibilità alle utenze domestiche con potenza disponibile superiore a 3,3 kW di richiedere una seconda fornitura per l'utilizzo delle pompe di calore.

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. 40/10 l'AEEG ha definito gli ammontari di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione per l'anno 2008, riconoscendo sostanzialmente a Enel Distribuzione quanto la stessa società aveva contabilizzato nei precedenti esercizi. Il relativo credito è stato liquidato dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico nel mese di maggio.

Continuità del servizio

Con la delibera ARG/elt n. 34/10, l'AEEG ha assegnato i premi e le penalità sulla base dei livelli di continuità del servizio conseguiti dalle imprese di distribuzione nell'anno 2008. In particolare, la Cassa Conguaglio Settore Elettrico, lo scorso 21 maggio 2010, ha liquidato a Enel Distribuzione circa 92,4 milioni di euro di premi; per quanto riguarda le penalità, quantificate in circa 32,6 milioni di euro, dovranno essere versate da Enel Distribuzione in tre rate annuali nel periodo 2009-2011 a meno che, nel medesimo periodo, vengano raggiunti i livelli tendenziali assegnati per ciascun ambito territoriale.

Con la delibera ARG/elt n. 99/10 l'AEEG ha modificato, con decorrenza 1° luglio 2010, alcuni aspetti relativi alla valorizzazione dei servizi di mitigazione delle disalimentazioni sulla rete AT, forniti dalle imprese di distribuzione a Terna. In particolare, l'AEEG ha introdotto un principio di valorizzazione del

servizio decrescente rispetto alla durata dello stesso e una differenziazione dei corrispettivi riconosciuti per il servizio di mitigazione reso sulla rete TELAT.

Smart grid

Con la delibera ARG/elt n. 39/10 l'AEEG ha definito i criteri di selezione degli investimenti in progetti pilota relativi alle *smart grid*, i quali, secondo quanto già stabilito dal Testo Integrato Tariffe (Allegato A alla delibera n. 348/07), godranno di una maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto ai fini tariffari.

Auto elettrica

Con la delibera ARG/elt n. 56/10 l'AEEG ha avviato un processo di interventi regolatori finalizzati a consentire la diffusione dell'auto elettrica. In particolare, grazie alle novità introdotte dalla delibera, sarà possibile richiedere l'attivazione di più punti di fornitura destinati all'alimentazione di auto elettriche nelle abitazioni private, negli spazi condominiali o in aree aziendali dedicate. A tali punti di ricarica sarà applicata la tariffa di trasporto per gli usi diversi dall'abitazione in bassa tensione (UDA BT).

Con la medesima delibera l'AEEG ha inoltre previsto la possibilità di utilizzare per la ricarica di veicoli elettrici anche le forniture dedicate all'alimentazione delle pompe di calore.

Iberia e America Latina

Spagna

Aggiornamenti tariffari

Il 31 dicembre 2009 il Governo ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3519/09, che fissa le tariffe elettriche applicabili a partire da gennaio 2010.

L'incremento medio delle tariffe di accesso risulta pari al 14,5%; in particolare, per clienti che hanno diritto a beneficiare della tariffa TUR (*Tarifa de Ultimo Recurso*) senza discriminazione oraria è previsto un incremento medio del 9% delle tariffe di accesso.

L'ordine ministeriale ha previsto altri interventi, tra cui:

- > una significativa revisione al rialzo della remunerazione dell'energia reattiva, che può comportare un incremento fino al 3% delle entrate regolate di sistema;
- > una modifica della formula di calcolo della componente energia della TUR senza discriminazione oraria, che può implicare un incremento fino al 2% del costo energia riconosciuto ai CUR (*Comercializadores de Ultimo Recurso*);
- > la revisione della remunerazione attesa per il 2010 per il servizio di continuità: 450 milioni di euro (rispetto ai 750 milioni di euro imputati ai costi di sistema del 2009);
- > l'estensione fino a dicembre 2010 del diritto a essere forniti dai CUR per i clienti non TUR sprovvisti di contratto di fornitura sul mercato libero.

Con la risoluzione del 29 dicembre 2009 il Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio ha aggiornato il valore della TUR per il primo semestre del 2010, incrementando la tariffa senza discriminazione oraria del 2,64% rispetto a quella equivalente applicata nel secondo semestre 2009.

Metodologia di calcolo tariffa TUR

Il 17 giugno 2010 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 1601/2010 che modifica la normativa relativa alle aste CESUR, abrogando l'ordine ministeriale

n. 400/2007. Le nuove regole sono tese a migliorare i criteri di obiettività, trasparenza e concorrenza che caratterizzano il meccanismo d'asta. Lo stesso ordine ministeriale n. 1601/2010 dispone inoltre modifiche della metodologia di calcolo della componente costo energia della TUR. In particolare, viene meno per i CUR la possibilità di attuare strategie di approvvigionamento che sterilizzino il rischio di prezzo nella fornitura di energia ai clienti serviti con tale tariffa.

Deficit tariffario

Il regio decreto legge n. 6/2010, relativo a misure di impulso per la ripresa economica e l'occupazione, pubblicato il 13 aprile 2010, prevede nel capitolo dedicato al settore energetico alcune modifiche della Legge del Settore Elettrico (n. 54/1997). Le integrazioni apportate alla legge definiscono il meccanismo di finanziamento degli eventuali disavanzi congiunturali che possono verificarsi nel corso del processo di liquidazione delle attività regolate. Gli importi necessari al finanziamento vengono corrisposti dalle principali imprese del settore che in contropartita acquisiscono il diritto al recupero di tali importi maggiorati degli interessi (calcolati in base a un tasso a valore di mercato).

Il 21 aprile 2010 è stato pubblicato il regio decreto n. 437/2010 che, in applicazione del regio decreto legge n. 6/2009, regola il processo di cartolarizzazione dei diritti di credito per il finanziamento del *deficit* in capo alle principali imprese del settore. In particolare, il provvedimento, in relazione alla cartolarizzazione di tutti i diritti di credito (passati e futuri, peninsulari e relativi al sistema insulare ed extrapeninsulare):

- > definisce un prezzo di trasferimento dei diritti al fondo pari al valore del credito da incassare;
- > dispone che il fondo abbia un termine massimo di un anno a partire dalla cessione dei diritti per emettere e collocare sul mercato titoli di debito per un ammontare sufficiente a coprire l'acquisto dei diritti ceduti dalle imprese.

Incentivazione dell'impiego di carbone nazionale

Il 27 febbraio 2010 è stato pubblicato il regio decreto n. 134/10 che incentiva il consumo di carbone nazionale. Viene istituita una nuova fase di mercato organizzato, chiamata *Resolución de restricciones por garantía de suministro*, al fine di garantire il dispacciamento prioritario delle centrali termiche che si impegnano a bruciare tale combustibile. Le centrali interessate dal provvedimento (tra cui quattro centrali partecipate da Endesa) saranno remunerate a un prezzo fisso corrispondente al costo unitario di generazione per una produzione annuale massima stabilita, che si compone di: costo del combustibile, costo finanziario sostenuto per lo stoccaggio del carbone nazionale, costo variabile di esercizio, costi fissi e costo della CO₂.

Il dispacciamento prioritario delle unità a carbone comporta l'esclusione di unità inizialmente accettate a programma, che avverrà in base a un ordine di merito decrescente riferito ai livelli di emissione di CO₂, ovvero – unicamente per le centrali alimentate a gas naturale – a un ordine di merito economico definito dall'esito di aste competitive. Le unità escluse ricevono per ogni MWh non prodotto una compensazione pari alla differenza tra il prezzo marginale orario e il costo variabile di produzione, più un eventuale margine commerciale unitario se sottoscrittrici di contratti *take-or-pay*.

La norma ha carattere transitorio e potrà rimanere in vigore al massimo fino al 2014. Red Eléctrica de España (l'operatore di rete spagnolo) ha due mesi a partire dalla data di pubblicazione del regio decreto per proporre una revisione delle procedure

operative del codice di rete necessarie all'attuazione della nuova fase di mercato. Sebbene già pubblicato nel BOE (*Boletín Oficial del Estado*), il decreto deve ancora ricevere l'approvazione della Commissione Europea, in quanto potenziale aiuto di Stato. La parte più discussa potrebbe essere quella relativa alla compensazione del lucro cessante delle unità di generazione escluse. Il Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio ha già elaborato in via di urgenza la bozza di un nuovo regio decreto che modifica il n. 134/10 nelle parti relative al lucro cessante; tale bozza è attualmente oggetto di analisi da parte delle istituzioni.

Centrale nucleare di Garoña

Il 24 marzo 2010 la società Nuclenor, proprietaria della centrale nucleare di Santa Maria di Garoña (partecipata al 50% da Endesa), ha formalizzato alla *Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional* il ricorso del 14 settembre 2009 contro l'ordine ministeriale n. 1785/09, che ha stabilito il termine delle operazioni della centrale a luglio 2013. Nuclenor richiede, tra le altre cose, che l'ordine ministeriale n. 1785/09 venga annullato e che le si riconosca il diritto a continuare le operazioni della centrale almeno fino al 6 luglio 2019. La società chiede, inoltre, il rinnovo esplicito dell'autorizzazione nei termini comunicati dal CSN (Consiglio per la Sicurezza Nucleare), ovvero fino al 2019 con possibilità di proroga.

Centrale nucleare di Almaraz

Con l'ordine ministeriale n. ITC/1588/2010 pubblicato il 16 giugno 2010 il Governo ha approvato il rinnovo dell'autorizzazione all'esercizio dei due gruppi della centrale nucleare di Almaraz (partecipata da Endesa al 36%). L'autorizzazione ha effetto a partire dall'8 giugno 2010 con una validità di dieci anni.

Aste di prodotti finanziari per interconnessione Spagna-Portogallo

In applicazione di quanto stabilito dall'ordine ministeriale n. 1549/09, con la risoluzione del 7 maggio 2010, la Segreteria di Stato per l'Energia ha definito il calendario delle aste per il 2010 e le caratteristiche dei contratti finanziari da offrire. La prima asta del 2010 (terza asta in assoluto) si è tenuta il 24 giugno 2010 e ha riguardato l'offerta di contratti *forward* di copertura per le esportazioni da Spagna a Portogallo per 200 MW di capacità e su un orizzonte temporale di sei mesi (secondo semestre 2010).

La seconda asta del 2010 (quarta in assoluto) si terrà prima del 31 dicembre e riguarderà l'offerta di contratti *forward* di copertura per le esportazioni da Spagna a Portogallo per 200 MW di capacità sia su orizzonte annuale (per il 2011) sia su orizzonte semestrale (primo semestre 2011).

Emission Trading

Nel primo semestre del 2010 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a circa 9,7 milioni di tonnellate 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 12,2 milioni di tonnellate.

Procedimento "Instalaciones Eléctricas" della Comisión Nacional de la Competencia (CNC) del 10 maggio 2010

Il 10 maggio 2010 la Direzione Investigativa della CNC ha aperto un procedimento contro Endesa per un possibile abuso di posizione dominante nel settore delle installazioni elettriche. La condotta lesiva della concorrenza sarebbe consistita nell'utilizzo di informazioni detenute in qualità di società

distributrice di energia elettrica al fine di sviluppare le proprie attività nel mercato delle installazioni elettriche.

Il 3 dicembre 2009 la CNC aveva aperto procedimenti simili contro Hidrocantábrico, E.ON-Viesgo e Gas Natural-Unión Fenosa. La CNC ha un tempo massimo di 18 mesi dall'apertura del procedimento per adottare una Risoluzione.

Argentina

Aggiornamento della regolazione del mercato all'ingrosso

Con la Nota SE n. 496 del 19 gennaio 2010 la *Secretaría de Energía* (SE) ha reso noto che non sarà possibile modificare le regole del mercato *wholesale* (MEM, *Mercado Eléctrico Mayorista*) in modo da rispettare pienamente la risoluzione n. 1427/2004 e gli accordi del 2004 e 2005 con le società di generazione che hanno contribuito al finanziamento del FONINVEMEM (fondo con cui sono stati costruiti due impianti CCGT entrati in esercizio proprio all'inizio del 2010). La risoluzione n. 1427/04 prevedeva, tra le altre cose, l'impegno ad aumentare la remunerazione della capacità e il *precio estacional* (prezzo pagato dalle società di distribuzione ai generatori) e di eliminare il tetto sul mercato *spot* introdotto dalla risoluzione della SE n. 240/2003.

Sono attualmente in corso, e dureranno prevedibilmente per gran parte del 2010, i negoziati tra la SE e le società di generazione per definire le regole transitorie per la remunerazione dei generatori nel periodo 2010-2011. In attesa di giungere a un accordo per l'intero biennio, il Governo intende concludere accordi specifici con singoli impianti, sulla base della risoluzione SE n. 724/08 (*Mantenimiento Plus*), destinata a favorire gli interventi di manutenzione straordinaria che si traducano in un aumento della disponibilità degli impianti esistenti.

Incentivi del programma PUREE

Con la risoluzione n. 45 dell'8 marzo 2010 la SE ha stabilito che a partire dal 10 marzo 2010 si applichi un nuovo meccanismo per il calcolo degli incentivi del PUREE (*Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica*) per i clienti domestici con consumi superiori a 1.000 kWh per bimestre. L'applicazione di tale criterio, che si propone di ridurre l'ammontare degli incentivi accordati, farà ulteriormente crescere la differenza tra penali e incentivi del PUREE, che le società di distribuzione sono autorizzate a trattenere per compensare i loro maggiori costi quando gli aumenti del *Mecanismo de Monitoreo de Costos* (MMC - un indicatore dell'andamento dei prezzi introdotto dall'*Acta de Acuerdo* nel 2005) non sono trasferiti in tariffa. Ciò comporta un beneficio di cassa per Edesur, società di distribuzione operante in Argentina.

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 12 novembre 2009 il Governo argentino ha riaperto il processo di RTI (*Revisión Tarifaria Integral*) per le società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap, che era stato congelato a febbraio dello stesso anno.

Di conseguenza, Edesur ha presentato a ENRE la sua proposta di RTI per i prossimi cinque anni, che richiederebbe un aumento del 100% delle tariffe rispetto ai valori attuali.

Brasile

Tariffe di distribuzione

A valle della consultazione pubblica n. 043/2009 e delle riunioni con ciascuna società di distribuzione, il 2 febbraio 2010 il regolatore ANEEL ha proposto alle società di distribuzione una modifica della metodologia di calcolo della componente "oneri di sistema" della tariffa di distribuzione, in modo da eliminare le imperfezioni nel *pass-through* ai consumatori e neutralizzare (rispetto ai volumi venduti) le entrate ascrivibili agli oneri di sistema (c.d. *encargos sectoriales*).

L'applicazione della diversa metodologia proposta da ANEEL, che non avrà effetto retroattivo, richiede una modifica del contratto di concessione (di durata trentennale e in scadenza nel 2026 e nel 2028 rispettivamente per Ampla e Coelce). Il 23 giugno 2010 il regolatore ANEEL ha reso noto che tutte le società di distribuzione attive nel Paese hanno autorizzato la modifica del contratto di concessione.

Aggiustamenti tariffari annuali

Il 15 marzo 2010 si è concluso il processo di aggiustamento tariffario annuale per la società di distribuzione Ampla, che ha ottenuto un aumento dell'1,35% del VAD (*Valor Agregado de Distribución*), che remunera l'attività di distribuzione. Tale aumento non si è tradotto in una crescita delle tariffe per i clienti finali, che hanno anzi subito una riduzione del 4,7%.

Quanto alla società di distribuzione Coelce, il suo processo di aggiustamento tariffario annuale si è concluso il 22 aprile 2010 con la pubblicazione definitiva dell'IRT (Indice di Riaggiustamento Tariffario), che prevede un aumento del 3% della remunerazione riconosciuta alla società.

Distribuzione

A maggio 2010 il regolatore ANEEL ha divulgato un progetto di revisione della risoluzione n. 456/2000, che definisce le condizioni generali per l'attività di distribuzione di energia. Il nuovo testo, che incorpora svariate altre risoluzioni adottate negli ultimi dieci anni, regola i diritti e gli obblighi dei distributori e sarà applicabile a tutti i clienti finali.

Interconnessione Argentina-Brasile CIEN

Il 9 dicembre 2009 è stata definitivamente approvata la legge n. 12111, che modifica la legislazione del Paese in vista della futura integrazione dei sistemi isolati nel *Sistema Nacional Interconectado* (SNI). Tra le altre cose, tale legge dispone che a partire dal 2010 le linee di interconnessione (tra cui CIEN, l'interconnessione Argentina-Brasile gestita da Endesa) possano essere assimilate alla rete di trasmissione nazionale e possano quindi godere di una remunerazione regolata. Sono attualmente in corso, e dureranno fino a metà 2010, i negoziati tecnici con ANEEL per la determinazione del valore della linea e, conseguentemente, delle tariffe con cui essa sarà remunerata. Tali negoziati si stanno svolgendo sulla base della metodologia di remunerazione definita da ANEEL nella risoluzione n. 386/09 e congiuntamente con il processo di revisione delle tariffe di trasmissione del Paese. A partire dal 1° luglio 2010 dovrebbe essere in vigore la nuova tariffa di trasmissione per CIEN, contestualmente all'avvio delle nuove tariffe di trasmissione in Brasile.

Inoltre, il 4 giugno 2010 è stato firmato l'*Acuerdo de Provisión de Energía Eléctrica* tra CIEN e l'operatore del mercato elettrico argentino CAMMESA. Tale accordo

prevede un pagamento mensile su nove mesi e cesserà di applicarsi a valle della definizione della remunerazione annuale definita da ANEEL.

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.

Le principali modifiche rispetto alla normativa precedente (legge n. 10438/2002) riguardano le condizioni per beneficiare della tariffa sociale: il criterio di idoneità non farà più esclusivamente riferimento ai consumi mensili, ma sarà esteso anche alle condizioni economiche dei clienti. In particolare, si richiederà l'iscrizione al *Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal* (CadÚnico), registro per le famiglie in condizioni di disagio economico del Ministero dello Sviluppo Sociale e della Lotta alla Fame (precedentemente le utenze con consumi inferiori a 80 kWh/mese erano esenti da questo obbligo). La legge introduce anche lievi riduzioni degli sconti concessi ai consumatori, che variano in funzione del consumo mensile dei clienti: 65% per consumi inferiori a 30 kWh/mese, 40% per consumi compresi tra 30 e 100 kWh/mese e 10% per consumi compresi tra 100 e 200 kWh/mese; non riceveranno, invece, alcuno sconto le famiglie a basso reddito con consumi superiori a 200 kWh/mese. Nel mese di maggio è stata avviata una consultazione pubblica su una nuova proposta di regolamento della tariffa sociale, in base alla quale si richiede che la registrazione di un cliente nel *Cadastro Único* per l'applicazione della tariffa sociale debba essere approvata da ANEEL.

Infine, la legge introduce alcune modifiche alla normativa sull'efficienza energetica (legge n. 9991/2000). Il principale cambiamento apportato alla legge richiede che le società di distribuzione destinino alle utenze che beneficiano della tariffa sociale almeno il 60% delle risorse dei programmi di efficienza energetica (attualmente pari allo 0,5% del risultato operativo delle società).

Normativa sul cambiamento climatico

Il 29 dicembre 2009 è stata pubblicata la legge n. 12187/2009 sulla lotta al cambiamento climatico. Tale legge introduce il *Plano Nacional sobre Mudança do Clima* (PNMC) e fissa l'obiettivo di ridurre entro il 2020 le emissioni di gas serra tra il 36,1% e il 38,9% rispetto alle emissioni previste sulla base dello scenario tendenziale 2010. Non vengono definite le riduzioni attese per ciascun segmento industriale. La regolamentazione della legge n. 12187 sarà definita nel corso del 2010.

Cile

Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale

A partire da maggio 2010 il prezzo nodale è stato aggiornato dal regolatore a 95 dollari statunitensi/MWh, con un aumento dell'1,8% rispetto al valore fissato a ottobre 2009 (93 dollari statunitensi/MWh) e un aumento del 9% rispetto al prezzo in vigore dopo l'ultima indicizzazione di marzo 2010 (87 dollari statunitensi/MWh). Tale valore sarà in vigore per sei mesi.

Regole per il *pass-through* del prezzo delle aste

A partire da gennaio 2010 è entrata in vigore la riforma del meccanismo di approvvigionamento *wholesale* dell'energia destinata ai clienti vincolati (prevista nella *Ley Corta II*, del maggio 2005): i contratti sottoscritti al prezzo

nodale definito dal regolatore CNE spariranno progressivamente, per essere sostituiti con contratti quindicennali il cui prezzo sarà il risultato di aste realizzate dalle società di distribuzione a partire dal 2006. Ciò avverrà, per la società di distribuzione Chilectra, prevalentemente a partire da novembre 2010, quando scadranno alcuni contratti di fornitura conclusi prima del 2006. Al fine di perfezionare l'applicazione del meccanismo delle aste, è stata presentata alla *Contraloría de la República* la bozza di decreto che definisce la metodologia di calcolo del prezzo medio che ogni distributore può trasferire al cliente finale per coprire il costo delle aste con le società di generazione. La pubblicazione ufficiale di tale decreto è avvenuta il 16 aprile 2010, con applicazione retroattiva a partire dal 1° gennaio 2010. Le società di distribuzione potranno effettuare il *pass-through* del prezzo medio di approvvigionamento, con eventuali aggiustamenti per tener conto delle differenze dei costi effettivi rispetto al prezzo medio.

Normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche

Il 15 dicembre 2009 è stata pubblicata la risoluzione n. 7550, che contiene la bozza di normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche, con cui si fissano i livelli massimi consentiti di particolato, ossido di azoto, diossido di zolfo, mercurio, nickel e vanadio. Tale bozza risulta al momento ancora in discussione. Il documento fissa limiti differenziati per centrali nuove ed esistenti: per le prime sono definiti requisiti più stringenti, mentre per le seconde si fissa un periodo di tre anni per consentire l'adeguamento alla nuova normativa. Entro il 2020 il limite per le emissioni dovrebbe essere comune per le centrali vecchie e nuove.

Progetto di riforma costituzionale sui diritti per l'utilizzo delle risorse idriche

Il 6 gennaio 2010 è stato presentato alla Camera dei Deputati il progetto di riforma costituzionale che intende modificare l'articolo 19 della Costituzione cilena, relativo al regime giuridico delle acque in Cile, introducendo il concetto di acqua come bene nazionale a uso pubblico. Tale progetto non avrà effetto retroattivo e richiede l'approvazione con maggioranza qualificata dei 3/5 delle Camere. Tale progetto, inizialmente trattato come prioritario dal Governo Bachelet, non gode dell'appoggio del Governo Piñera (il quale ha anche rigettato l'ipotesi di imporre *royalty* in capo alle società idroelettriche).

Colombia

Mercato all'ingrosso

Durante il primo semestre del 2010 il mercato elettrico colombiano ha subito svariati interventi temporanei da parte del regolatore CREG, volti a contenere gli effetti congiunti della carenza di gas e di risorse idroelettriche (quest'ultima provocata da El Niño) nei mesi a cavallo tra settembre 2009 e marzo 2010; gran parte di tali misure è stata ritirata nel mese di giugno, quando è stata dichiarata la fine del fenomeno meteorologico El Niño.

In particolare, il 9 febbraio 2010 il regolatore colombiano CREG ha pubblicato la risoluzione n. 010/2010, che introduce norme transitorie sul funzionamento del mercato *wholesale* dell'energia (MEM, *Mercado de Energía Mayorista*). L'obiettivo di tale risoluzione è di evitare lo svuotamento dei bacini attraverso un intervento sui prezzi da essi offerti (i bacini il cui volume è inferiore a una predefinita *curva de alerta* sono automaticamente posti al di fuori dell'ordine di merito). Successivamente il regolatore ha adottato ulteriori misure transitorie, tra cui le risoluzioni CREG nn. 036/2010, 049/2010 e 060/2010, volte a evitare lo svuotamento dei bacini del Paese e assicurare la sicurezza del sistema nel breve termine.

Nel mese di maggio 2010 con le risoluzioni n. 070-2010 e n. 071-2010 la CREG ha dichiarato il termine dell'obbligo di mantenimento dei livelli dei bacini idroelettrici. Nello stesso mese l'IDEAM (*Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*) ha dichiarato ufficialmente il termine dei rischi causati da El Niño: risultano di conseguenza non più in vigore alcune delle misure temporanee di intervento sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

Aggiornamento delle tariffe di distribuzione

A seguito della definizione delle nuove tariffe di distribuzione per le società Codensa e Cundinamarca (19 ottobre 2009, con risoluzioni n. 100 e n. 101 dell'autorità di regolazione CREG), il 16 dicembre 2009 la CREG ha reso noto di dover procedere d'ufficio alla correzione di un errore contenuto nei calcoli dei costi riconosciuti per la tariffa del livello di tensione IV (superiore a 57,5 kV) per Codensa. Il 22 giugno 2010 la CREG ha notificato a Codensa la risoluzione n. 081 del 2010, che corregge tale errore. Si conclude in questo modo il processo di fissazione delle tariffe di distribuzione per il periodo 2009-2014.

Nel frattempo, nel mese di aprile 2010, è stata approvata la risoluzione CREG n. 051/2010, che definisce le regole procedurali per il calcolo e l'*auditing* dei costi O&M delle società di distribuzione da parte del regolatore.

Perù

Aggiornamenti tariffari del prezzo all'ingrosso dell'energia

Il 2 marzo 2010 il regolatore OSINERGMIN (*Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería*) ha pubblicato il progetto di risoluzione n. 43/2010 che definisce una proposta per le *tarifas en barra* (prezzo all'ingrosso dell'energia destinata a clienti regolati) in vigore da maggio 2010 ad aprile 2011.

Complessivamente, il progetto comporta una riduzione del 5% del prezzo dell'energia rispetto ai valori attuali: tale variazione incorpora un leggero incremento della componente di remunerazione della potenza e una riduzione più significativa del prezzo dell'energia.

Nel mese di aprile 2010 OSINERGMIN ha pubblicato la risoluzione n. 79/2010, che fissa il valore definitivo delle *tarifas en barra* a 39,18 dollari statunitensi/MWh, sostanzialmente in linea con il valore reso noto a marzo, ma più basso del 5,35% rispetto al valore in vigore nel periodo maggio 2009 - aprile 2010.

Aste di lungo periodo

Nel mese di aprile 2010 si è svolta la prima asta di lungo periodo per l'approvvigionamento dell'energia destinata alla fornitura dei clienti in regime regolato. Sono stati firmati contratti di otto, dieci e dodici anni.

La società di distribuzione controllata da Endesa, Edelnor, ha contrattato quasi la totalità della domanda prevista (970 MW su 1.000 MW totali); le società di generazione di Endesa, Edegel ed Eepsa, hanno siglato contratti per la vendita di tutta l'energia offerta (800 e 82 MW rispettivamente). Il prezzo tetto fissato dal regolatore OSINERGMIN per quest'asta è stato di 57 dollari statunitensi/MWh.

Remunerazione della potenza e incentivi agli investimenti

È stato pubblicato nel *Diario Oficial* del 5 gennaio 2010 il decreto supremo n. 1/2010, che contiene diverse misure per la remunerazione della potenza, finalizzate a garantire la disponibilità del parco produttivo. Tale decreto corregge il rischio che i prezzi della potenza nelle aste di lungo periodo risultino diversi da quelli calcolati dall'operatore del sistema COES, determina una componente

nella tariffa finale per remunerare la riserva fredda delle unità di emergenza e penalizza la potenza delle centrali che non hanno un contratto a lungo termine di trasporto del gas a partire da settembre 2010.

Il 29 aprile 2010 è stato pubblicato il *Decreto de Urgencia* n. 32/2010, che contiene misure per accelerare gli investimenti e facilitare il finanziamento dei progetti di generazione. Tale decreto, tra le altre cose, introduce alcune deroghe ai criteri di remunerazione della capacità disponibile che erano stati introdotti alla fine del 2008 per far fronte alle restrizioni nelle forniture di gas da Camisea e definisce alcuni poteri per il MEM in caso di difficoltà delle procedure d'asta. Esso inoltre fissa i termini generali del processo di elettrificazione rurale.

Funzionamento del *Mercado de Corto Plazo* (MCP)

Nel mese di giugno è stato pubblicato il progetto di decreto supremo che introduce modifiche alle regole di funzionamento del *Mercado de Corto Plazo* (MCP), finalizzate ad aumentare la trasparenza di tale mercato (con la richiesta che gli agenti del mercato dichiarino la loro domanda prevista per il giorno successivo).

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il regolatore OSINERGMIN ha fatto circolare un nuovo calcolo del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) per le società di distribuzione, motivato da alcune obiezioni sollevate da Luz del Sur sulla fissazione del VAD effettuata a novembre 2009 per il periodo novembre 2009 - ottobre 2013. Tale modifica, che riduce leggermente (0,1%) la tariffa di distribuzione rispetto a quanto approvato a novembre 2009, è ora soggetta a consultazione da parte delle società interessate.

Internazionale

Francia

Legge NOME

Nel mese di marzo 2010 il Ministero per l'Energia MEEDDM ha diffuso una prima versione del progetto di legge NOME (*Nouvelle Organization du Marché de l'Electricité*), che riprende le principali raccomandazioni della Commissione parlamentare Champsaur.

Nel mese di giugno 2010 l'Assemblea Nazionale francese ha discusso in prima lettura la legge NOME approvando il 15 giugno 2010 un testo che presenta sostanziali modifiche e integrazioni rispetto alla prima versione.

La legge NOME, che dovrebbe essere definitivamente approvata dal Parlamento francese nel corso del 2010, contiene elementi di riforma che consentiranno una crescente apertura alla concorrenza del mercato elettrico francese e il superamento della tariffa TaRTAM per quei clienti finali che, dopo aver optato per un contratto con fornitori del mercato libero, intendano beneficiare nuovamente delle forniture regolate di energia. In attesa della definitiva approvazione della legge NOME, la TaRTAM viene prorogata fino alla fine del 2010 con un emendamento parlamentare alla legge Poniatowski.

I principali elementi di questa riforma sono:

- > accesso per i fornitori alternativi a energia di base nucleare a prezzi regolati (c.d. ARENH "*Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique*"), per un periodo transitorio di 15 anni, con volumi calcolati annualmente in funzione della quota della generazione nucleare sui consumi totali, con un tetto annuo pari a 100 TWh;

- > ai fornitori viene richiesto di adattare le loro richieste di ARENH alle previsioni su volumi e profilo del proprio portafoglio e alla quota di energia nucleare utilizzata per coprirne il consumo;
- > la responsabilità di allocare i volumi di ARENH ai fornitori alternativi, su base infra-annuale, viene attribuita alla CRE;
- > un'entità indipendente da EDF e dai fornitori alternativi sarà incaricata di gestire gli scambi di informazioni relative all'ARENH, in modo da evitare che EDF acceda a informazioni sensibili relative ai singoli fornitori;
- > a partire dal 2013 i gestori di rete potranno acquisire volumi di ARENH per compensare l'intero ammontare delle perdite (attualmente pari a circa 30 TWh); i volumi destinati a questo scopo si aggiungeranno, senza alcun tetto, ai 100 TWh destinati ai fornitori alternativi (nella prima versione della legge NOME era previsto un tetto annuo di 20 TWh);
- > il prezzo dell'ARENH sarà fissato con decreto ministeriale assumendo quale riferimento il livello della TaRTAM al 31 dicembre 2010; a partire dal 2013 la responsabilità di determinare il prezzo della ARENH sarà attribuita direttamente alla CRE;
- > ogni fornitore dovrà disporre di garanzie dirette o indirette di capacità di riduzione del consumo e di produzione di elettricità: ciò potrebbe dar luogo alla formazione di un mercato della capacità;
- > è stato ridotto il numero dei commissari del regolatore CRE, che d'altra parte vedrà crescere le sue responsabilità proprio nel quadro delle competenze assegnategli dalla legge NOME;
- > a partire dal 2015 spariranno le tariffe regolate per i grandi consumatori di energia; saranno invece mantenute le tariffe regolate per i piccoli consumatori;
- > viene introdotta una nuova tassa locale sul consumo di elettricità (TLE), che dovrebbe essere in vigore a partire da gennaio 2011.

Legge Poniatowski

L'8 giugno 2010 è stata ufficialmente pubblicata la legge Poniatowski, che introduce la possibilità per i clienti finali passati al mercato libero di ritornare in un regime di forniture regolate, sebbene fino al 2015 permanga un vincolo temporale di permanenza di almeno un anno nel mercato libero. La legge introduce inoltre un'estensione della TaRTAM fino a dicembre 2010.

Imposizione fiscale

A partire dal 2010 è in vigore una nuova imposta, la IFER (*Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux*), introdotta dalla Legge Finanziaria 2010. La nuova imposta, che ammonta a 2.913 euro/MW/anno, sarà pagata dagli impianti idroelettrici ed eolici con capacità superiore a 100 kW e dagli impianti nucleari e convenzionali con capacità superiore a 50 MW.

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. Tale capacità viene scambiata nell'ambito di un mercato della capacità "transitorio" in vigore fino alla fine del 2010, quando dovrebbe entrare in funzione il mercato della capacità a lungo termine.

In base alle regole attualmente vigenti, la capacità può essere venduta mensilmente a prezzi liberi tramite contratti bilaterali o su una Borsa dedicata alla vendita di contratti *forward* di capacità ed energia elettrica (la Borsa Arena, che ha avviato le contrattazioni a fine dicembre 2008).

Per effettuare vendite di capacità i generatori devono comunque partecipare preliminarmente all'asta annuale per la selezione di capacità (KOM), che per l'anno 2010 si è svolta a fine dicembre 2009.

Inoltre, ogni mese il gestore del mercato (*Administrator of Trading System, ATS*) pubblica i prezzi di riferimento per gli acquirenti di capacità (società di vendita e grandi consumatori) che non hanno sottoscritto contratti bilaterali.

A fine novembre 2009 il *Market Council* ha inoltre approvato la metodologia per la verifica della congruità delle offerte di prezzo da parte dei nuovi entranti per il 2010.

A valle di un lungo processo di consultazione, nel mese di aprile 2010 il Governo ha pubblicato due decreti per la regolamentazione del nuovo mercato della capacità a lungo termine e per la definizione dei parametri di prezzo sia per la nuova capacità sia per la capacità esistente.

Il mercato della capacità a lungo termine partirà nel 2011 nelle zone Europa e Urali (*Price Zone 1*) e Siberia (*Price Zone 2*), ognuna delle quali è a sua volta suddivisa in *Free Capacity Transfer Zones*, sulla base delle criticità di interconnessione.

È previsto che la prima asta si svolgerà nel mese di ottobre 2010, per le offerte a partire dal 1° gennaio 2011. Le aste per le offerte a partire dal 1° gennaio 2012, 2013, 2014 e 2015 si svolgeranno il 1° giugno 2011. Dal 2011 le aste di capacità si svolgeranno ogni anno entro il 1° dicembre per le offerte relative ai quattro anni successivi.

Nelle aste, il prezzo si formerà dall'incontro tra domanda e offerta, con un *floor* e un *price cap* che verrà introdotto nelle *Free Capacity Transfer Zones* dove la concorrenza tra generatori è limitata.

Non è ancora stata definita la metodologia da parte del FAS (*Federal Antimonopoly Service*) per accertare la limitazione di concorrenza: molto probabilmente verranno considerate zone con basso livello di concorrenza quelle in cui una GenCo ha più del 20% di quota di mercato.

Il *price cap* definito per il 2011 sulla base dei tassi di cambio attuali è pari a 2.950 euro/MW/mese per Europa e Urali (*Price Zone 1*) e 3.159 euro/MW/mese per la Siberia. Restano ancora da definire le zone di applicazione e la metodologia di aggiornamento annuale del *price cap*.

Per quanto riguarda invece la nuova capacità, da costruirsi sulla base dei *Capacity Contracts* (DPM), i nuovi decreti hanno stabilito che determinati investimenti accordati con il Governo abbiano accesso a una remunerazione garantita (*capacity payment*). Le OGK e TGK, firmando i DPM, si impegnano a specifici obblighi di investimento in nuova capacità entro determinate scadenze. I DPM per la nuova capacità dovrebbero essere firmati entro la fine del 2010.

Gli obblighi di investimento in nuova capacità sono in realtà già stati assunti dagli investitori privati in fase di acquisizione delle OGK e TGK da RAO UES: per Enel OGK-5 tali investimenti riguardano i due nuovi cicli combinati a gas di Nevinnomyskaya e Sredneuralskaya, per una capacità pari a 410 MW ciascuno.

In base ai DPM la capacità offerta dagli impianti ha priorità di accesso al mercato della capacità a un prezzo calcolato sui parametri definiti nei decreti ministeriali di aprile, che garantiscono la remunerazione degli investimenti per dieci anni, a partire dal 2011, senza alcun *price cap*. Le tariffe sono basate su parametri

standard definiti sulla base di analisi di *benchmark* di mercato che assicurano la copertura parziale (71%) dei costi di investimento, costi operativi, *property tax*, e del 100% dei costi di connessione alla rete elettrica e del gas. Inoltre, per gli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2010 (più un anno di “*grace period*” - per Enel entrambi gli impianti) è ammessa la negoziazione di parametri *ad hoc* a copertura dei livelli effettivi di investimento.

Tariffe elettriche

Col decreto n. 1045 del 21 dicembre 2009, in vigore dal 1° gennaio 2010, per le regioni povere con problemi di incasso dei crediti (Repubblica Cecena, Ingushetia, Dagestan, Severnaia Osetia, Kabardino-Balkarskaia, Karachaevo-Cerchesskaia) il Governo concede dei sussidi per il pagamento dell’energia, introducendo alcune misure transitorie sul mercato *wholesale* che prevedono la vendita di energia elettrica e capacità a tariffe regolate.

Mercato dei servizi ancillari

Con il decreto n. 117 del 3 marzo 2010 sono state approvate le regole per il mercato dei servizi ancillari. Gli operatori che forniranno servizi ancillari saranno selezionati entro la fine del 2010 dall’operatore responsabile per la sicurezza del sistema, *System Operator of the Unified Energy System of Russia* (SO UES). È attesa la definizione, da parte di FTS (*Federal Tariff Service*), della metodologia per la remunerazione di tali servizi.

Mercato delle emissioni

Sberbank – l’operatore incaricato della gestione dei registri ERU (crediti di emissione derivanti dai progetti *Joint Implementation* - JI) e dello svolgimento delle gare per la selezione di progetti JI per conto del Governo – ha effettuato la prima gara di selezione e approvazione dei progetti JI, fino a un ammontare di crediti di 30 milioni di ERU (1 ERU = 1 t CO₂). Altre gare dovrebbero essere svolte nel corso del 2010.

Slovacchia

Impianti *must-run*

Il Ministero dell’Economia, con decisione n. 17/2009, ha definito i volumi di servizi ancillari che saranno forniti dall’impianto ENO (Nováky) nel 2010, stabilendo prezzi pari a quelli definiti dal regolatore URSO per il 2010: la regolazione primaria (11 MW) sarà remunerata a 73,02 euro/MWh, mentre la regolazione secondaria (31 MW) riceverà 63,06 euro/MWh.

In base a quanto disposto dall’*Energy Act* n. 656/2004, il Governo slovacco, mediante decisione n. 47/2010 del gennaio 2010, ha stabilito una proroga fino al 2020 all’obbligo dell’utilizzo di carbone nazionale, con la possibilità di un’ulteriore proroga fino al 2035. Con cadenza annuale, il Ministero dell’Economia obbligherà Slovenské elektrárne (SE) a generare e vendere elettricità prodotta da carbone nazionale. Successivamente URSO, sempre con frequenza annuale, dovrebbe stabilire i prezzi per l’energia prodotta con risorse nazionali, così come i prezzi dei servizi ancillari. In virtù di ciò, ENO beneficerà di ricavi garantiti per l’energia venduta e i servizi ancillari prestati.

Ad agosto 2009 è stato definito da URSO il valore del fattore di aggiustamento previsto nella tariffa di remunerazione per ENO ($Y = 32,6\%$), che comporta per il 2010 un valore della tariffa finale per i *system cost* di ENO pari a 40,25 euro/MWh. Il fattore Y è determinante per la copertura delle variazioni di prezzo dell’energia

sul mercato, del costo del carbone, della remunerazione dei servizi ancillari e per la correzione dei periodi precedenti.

Legge su "economic interest"

Il 2 luglio 2008 è stata pubblicata dal Governo slovacco una legge a tutela della fornitura di elettricità per i clienti domestici e le piccole imprese. La legge prevede un prezzo regolato per l'energia venduta ai clienti domestici e alle piccole imprese (con un tetto di 6 TWh annui) a partire dal 2009 e fino a quando il rapporto tra la spesa media per l'energia e il reddito delle famiglie venga riportato alla media europea degli Stati membri. A seguito del ricorso presentato da SE presso la *Lower Court*, il 18 marzo 2010 la Corte Suprema ha confermato la decisione di quest'ultima di abrogare definitivamente la decisione del Ministero dell'Economia del 3 luglio 2008, che aveva specificato che la misura del Governo del 2 luglio 2008 prevedeva la regolamentazione del prezzo della vendita dell'energia solo per l'operatore SE.

Emission Trading

Nel corso del primo semestre del 2010 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 1,4 Mton, a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* che per lo stesso periodo di competenza sono pari a circa 2,7 Mton.

Energy Act n. 656/2004

Le modifiche approvate l'8 aprile 2010 ed entrate in vigore dal 1° maggio 2010 prevedono che:

- > l'operatore della rete di trasmissione SEPS è incaricato di assumere *ad interim* il ruolo di operatore del mercato. Nel 2013 SEPS sarà formalmente l'operatore del mercato slovacco controllando al 100% la nuova Borsa elettrica;
- > è richiesta l'opinione dell'autorità URSO per la costruzione di nuovi impianti di produzione con potenza installata maggiore di 1 MW.

Decreto URSO n. 2/2008

Il decreto URSO n. 2/2008 è stato sottoposto a consultazione pubblica e la versione finale non è ancora stata pubblicata. La sezione concernente la regolazione del mercato *wholesale* (prezzi regolati per utenti residenziali e piccole e medie imprese) è stata rimossa dalla versione attualmente in discussione.

Ordinanza governativa n. 317/2007

La modifica, approvata il 26 aprile 2010 ed entrata in vigore il 1° giugno 2010, prevede che l'imposta sulle esportazioni sia ancora in vigore, nonostante il suo valore sia pari a 0 euro/MWh.

Atomic Act n. 541/2004

La modifica, approvata il 1° aprile 2010 e in vigore dal 1° maggio 2010, prevede che le quote di contribuzione dovute dall'impresa-socio all'istituzione governativa ÚJD SR varino come segue:

- > quota annuale per operare un impianto nucleare aumentata del 10%;
- > quota annuale per la costruzione di un impianto nucleare aumentata del 120%;
- > *una tantum* di 5.000 euro per il controllo dell'attrezzatura nucleare.

Romania

Riforma del settore elettrico

L'Autorità Antitrust, durante il mese di maggio 2010, ha effettuato una consultazione con gli operatori di mercato sulla ristrutturazione del settore elettrico rumeno proposta dal Governo. La ristrutturazione prevede la creazione di due società di generazione nelle quali confluirebbero le preesistenti imprese, concentrando circa il 92% della generazione nelle mani dello Stato.

Enel ha accettato positivamente l'apertura ai commenti degli operatori e ha espresso le sue preoccupazioni per una riforma che implicherebbe forte concentrazione della generazione e scarsi incentivi agli investimenti nel settore da parte di potenziali operatori stranieri. Enel ha altresì proposto alcune soluzioni alternative in un'ottica di maggiore trasparenza del mercato all'ingrosso, maggiore liquidità negli scambi sulle piattaforme di *trading*, remunerazione adeguata per gli investitori e stabilità dell'approvvigionamento di energia.

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 sulla differenza tra gli investimenti realizzati nell'anno a fronte di 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 fatto alla fine del periodo regolatorio. L'effettiva attuazione di tale nuova misura è prevista entro l'estate.

Bulgaria

Piano Nazionale di Allocazione 2008-2012

A dicembre 2009 il Governo bulgaro ha approvato una versione rivista del NAP (*National Allocation Plan*) per il periodo 2008-2012. All'inizio di gennaio il piano è stato inviato alla Commissione Europea e approvato il 26 aprile 2010. Per il periodo 2008-2012 si prevede che le emissioni cumulate prodotte da Enel Maritza East 3 saranno allineate a quelle allocate per lo stesso arco temporale. Il 10 febbraio 2010 Enel Maritza East 3 ha siglato un accordo con NEK per il *pass-through* dei costi di acquisto della CO₂, in caso tale acquisizione risulti necessaria per il rispetto del Piano di Allocazione Nazionale.

A giugno 2010 il Ministero dell'Economia e dell'Acqua ha annunciato che potrebbe essere negata la possibilità di *trading* sul mercato della CO₂, in virtù di una decisione preliminare presa dall'organismo incaricato per l'attuazione della convenzione di Kyoto. La decisione finale è stata presa il 28 giugno, confermando la *non compliance* della Bulgaria e la decisione di sospensione dal *trading* secondo i meccanismi di Kyoto. Con ogni probabilità la Bulgaria sarà riammessa all'attività di *trading* a partire da novembre 2010.

Grecia

Codice di Rete

Secondo la decisione ministeriale del 30 dicembre 2009, il Codice di Rete subisce un emendamento in base al quale:

> è concesso accesso prioritario al mercato organizzato per i grandi impianti di

- cogenerazione (dispacciamento a prezzo zero per tutta l'elettricità "co-prodotta" dall'impianto di cogenerazione);
- > è introdotta la possibilità per HTSO (Hellenic Transmission System Operator) di ricevere finanziamenti a breve per coprire il *deficit* nel fondo destinato a finanziare i meccanismi di incentivo alle fonti rinnovabili;
- > per i *trader* che non abbiano acquisito diritti di capacità fisica si introduce il divieto di fare offerte di vendita o acquisto per attività di importazione ed esportazione di energia (fino a quel momento possibile);
- > sono previste penali per i *trader* nel caso di posizione sbilanciata fra offerta nel mercato e programma di *import* o *export* comunicato all'HTSO.

Il Ministero dell'Energia ha posticipato la data di entrata in vigore del Codice di Rete dal 15 marzo al mese di settembre (sebbene non ancora ufficiale).

Il 28 aprile 2010 il regolatore, nell'ottica di affrontare le accuse di scarsa trasparenza dei prezzi sul *Pool*, ha invitato tutti gli operatori a formulare proposte (entro il 14 maggio) per una riforma complessiva del mercato all'ingrosso, relativamente ad alcuni specifici argomenti:

- > offerte relative agli impianti idroelettrici;
- > incentivi/sanzioni per l'invio accurato di offerte d'acquisto e vendita;
- > livello minimo delle offerte d'acquisto.

A seguito dei commenti ricevuti, il 12 giugno il Regolatore ha pubblicato le seguenti proposte di modifica:

- > inclusione obbligatoria del costo della CO₂ nelle offerte dei produttori sul mercato all'ingrosso, con riferimento ai prezzi EU ETS;
- > eliminazione della possibilità per i produttori di offrire sotto il costo marginale più del 30% della capacità disponibile dell'impianto;
- > imposizione di un prezzo di offerta minimo mensile per i grandi impianti idroelettrici (non più annuale);
- > imposizione di regole e sanzioni più severe per i produttori che non rispettino i programmi di produzione del mercato del giorno prima e le istruzioni nel mercato di dispacciamento.

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 diffuso per consultazione, in data 11 giugno 2010, la bozza di Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, fissando il termine per la presentazione delle osservazioni al 30 giugno 2010. Il Piano stabilisce la ripartizione dell'obiettivo nazionale di sviluppo tra i settori elettrico, termico e trasporti; in particolare, per il settore elettrico la proposta di Piano fissa un obiettivo pari a circa il 29% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Enel ha presentato i propri commenti evidenziando gli aspetti critici e proponendo alcuni interventi al fine di stabilizzare e ottimizzare il quadro normativo di riferimento.

Legge comunitaria 2009

La legge 4 giugno 2010, n. 96 "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge

comunitaria 2009" è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 146 del 25 giugno 2010 ed entrerà in vigore il prossimo 10 luglio.

Tra i criteri di delega per l'attuazione della direttiva fonti rinnovabili è prevista la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili con l'assoggettamento a DIA per tutti gli impianti con capacità di generazione non superiore a 1 MW. Con tale disposizione, di fatto, viene consentito di utilizzare la DIA su tutto il territorio italiano. Tra gli altri criteri di delega, si segnalano:

- > la promozione congiunta di efficienza energetica e utilizzo delle fonti rinnovabili;
- > l'integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti di trasporto e distribuzione dell'energia anche attraverso il sostegno alle *smart grid*;
- > l'adeguamento del sistema degli incentivi mediante armonizzazione e riordino delle disposizioni previste dalla Legge Sviluppo e dalla Finanziaria 2008.

I relativi decreti attuativi dovranno essere emanati entro il prossimo 5 dicembre 2010.

Conto energia e linee guida

L'8 luglio 2010 sono state approvate in Conferenza Unificata le linee guida per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili (in riferimento all'art. 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387).

Inoltre, nella stessa data è stato approvato il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico ("nuovo conto energia") che stabilisce i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaica.

Il nuovo conto energia si applica agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 e fissa un obiettivo nazionale di potenza cumulata da installare al 2020 pari a 8 GW, prevedendo un tetto di potenza incentivabile pari a 3 GW per gli impianti solari fotovoltaici, 300 MW per impianti integrati con caratteristiche innovative e 200 MW per gli impianti a concentrazione.

Condizioni per il dispacciamento

Con la delibera ARG/elt n. 5/10 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha definito le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. In particolare, tale delibera:

- > definisce le modalità di remunerazione della mancata produzione eolica nei periodi in cui gli impianti eolici vengono fermati per effetto di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico;
- > definisce i servizi di rete (tra cui teledistacco, telemisura e telesegnale) cui sono soggette le unità di produzione eolica;
- > prevede meccanismi incentivanti per programmazione e previsione delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Europa

Attuazione della direttiva 2009/28/CE

La direttiva 2009/28/CE richiede a ogni Stato membro di adottare un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili entro il 30 giugno 2010. Il piano deve contenere gli obiettivi nazionali del Paese in termini di percentuale di energia da fonti rinnovabili consumata nei settori di trasporti, elettricità e riscaldamento

fino al 2020. Il piano deve specificare il consumo energetico atteso nel decennio 2010-2020 e le misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla direttiva.

Tra gli Stati membri che hanno già inviato il piano alla Commissione Europea ci sono Spagna e Bulgaria.

Slovacchia, Romania e Italia, tra gli altri Paesi, stanno finalizzando il processo di consultazione del piano con gli operatori.

Bulgaria

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Ministero dell'Economia, dell'Energia e del Turismo sta preparando alcune modifiche al *Bulgarian RES and Alternative Energy Act*, che saranno definite entro la fine del 2010, una volta stabiliti i principi per il recepimento della direttiva 2009/28/CE e le regole di più ampio respiro per lo sviluppo di investimenti in energie rinnovabili.

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea il 30 giugno 2010, fissa un obiettivo pari a circa il 16% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Grecia

Normativa di supporto alle energie rinnovabili

La decisione ministeriale del 28 dicembre 2009 ha approvato la proposta elaborata dal regolatore RAE nell'agosto del 2009 per un aumento delle *feed-in tariff* di 7,71 euro/MWh (circa il 9% rispetto al 2008) per impianti eolici e idroelettrici, con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2009.

Legge sulle rinnovabili

Il 26 maggio il Parlamento ha votato l'attesa modifica alla legge sulle rinnovabili con le seguenti caratteristiche:

- > limiti di taglia più elevati ai fini dell'esenzione dalle licenze;
- > aumento del 20% della tariffa incentivante per gli impianti rinnovabili (escludendo fotovoltaico) che non fanno uso di alcun supporto finanziario;
- > tariffa incentivante più elevata, da definire in un successivo decreto, per nuovi progetti eolici in zone con più basso numero di ore di utilizzo;
- > i progetti eolici *off-shore* saranno sviluppati unicamente dallo Stato attraverso concessioni BOO (*Build-Operate-Own*);
- > tariffa incentivante più elevata del 10-25% (a seconda della distanza e della capacità) in caso di impianti rinnovabili in isole non interconnesse con connessione sottomarina autofinanziata;
- > maggiore differenziazione della tariffa incentivante in base alla grandezza dell'impianto e alla tecnologia.

Francia

Nuove regole per la remunerazione degli impianti fotovoltaici

Il 14 gennaio 2010 è stato approvato il nuovo decreto sulle tariffe *feed-in* per gli impianti di produzione fotovoltaica. Per gli impianti che sono entrati o entreranno in esercizio nel 2010 sono in vigore le seguenti tariffe:

- > 580 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici residenziali;
- > 500 euro/MWh per gli impianti integrati su altri tipi di edifici;

- > 420 euro/MWh per gli impianti a integrazione semplificata;
- > per gli impianti a suolo la remunerazione dipende dalla localizzazione dell'impianto, essendo essa data dal prodotto di 314 euro/MWh per un coefficiente di localizzazione "R".

Tali tariffe resteranno costanti sino al 2011, per poi ridursi annualmente del 10% a partire dal 2012. La regolamentazione della vendita di energia da parte di impianti fotovoltaici è stata ulteriormente precisata da due decreti pubblicati il 23 marzo 2010. Il primo decreto precisa che una delle condizioni perché un impianto sia considerato integrato con un edificio è che la sua taglia sia inferiore a 250 kW. Il secondo decreto definisce nel dettaglio a quali condizioni gli impianti fotovoltaici possono beneficiare delle tariffe (mediamente più favorevoli) contenute nel decreto del 10 luglio 2006. Tale precisazione si è resa necessaria visto l'elevato numero di richieste di "*contrat d'achat*" presentate nel periodo novembre 2009 - gennaio 2010.

Rinnovo delle concessioni idroelettriche

Il 22 aprile 2010 il Ministero per l'Energia ha effettuato una comunicazione relativa al rinnovo delle concessioni idroelettriche in scadenza nei prossimi anni. La comunicazione definisce la procedura e il calendario per il rinnovo, nonché i perimetri delle concessioni. Restano ancora da definire la durata delle nuove concessioni e il tetto sul livello della *royalty*.

Il primo periodo di rinnovo delle concessioni sarà avviato alla fine del 2010 e durerà fino alla metà del 2012. Le concessioni interessate in questa prima fase si trovano nelle zone delle Alpi, del Massiccio Centrale e dei Pirenei, per una capacità totale di circa 5.300 MW.

L'articolo 35 della legge "*Grenelle 2*" (in corso di approvazione parlamentare) definirà il quadro relativo alle *royalty* per il rinnovo delle concessioni idroelettriche.

Grenelle de l'Environnement

L'11 maggio 2010 l'Assemblea Nazionale ha votato la legge "*Grenelle 2*", che attuerà quanto disposto dalla legge *Grenelle de l'Environnement*. La stessa legge era stata approvata dal Senato l'8 ottobre 2009. Essendone stata dichiarata l'urgenza, il testo non è passato attraverso una seconda lettura delle due Camere, ma è stato sottoposto alla *Commission Mixte Paritaire* (CMP, composta da 7 deputati e 7 senatori), istituita il 17 giugno 2010 con l'incarico di definire un testo finale di compromesso che sarà sottoposto all'approvazione definitiva del Parlamento; la CMP ha espresso il suo voto conclusivo sulla legge *Grenelle 2* il 28 giugno 2010 e il testo è stato pubblicato ufficialmente il 13 luglio 2010. Alcune delle novità introdotte dalla legge *Grenelle 2* hanno una diretta incidenza sui settori energetici. Oltre a estendere il beneficio dell'*obligation d'achat* alle amministrazioni locali, la *Grenelle 2* introduce un sistema di pianificazione regionale per il clima e l'energia, che comprende anche l'elaborazione di schemi regionali per la connessione alla rete delle fonti rinnovabili (con priorità per un periodo di dieci anni per la capacità rinnovabile prevista in detti schemi regionali). La legge interviene anche sui pagamenti da effettuare al momento del rinnovo delle concessioni idroelettriche: le *royalty* saranno specifiche per ogni concessione e dipenderanno dalla valorizzazione della produzione dell'impianto (con un tetto, anch'esso specifico per impianto); gli introiti da esse generati saranno ripartiti tra Stato, Province e Comuni secondo le proporzioni rispettivamente di 1/2, 1/3 e 1/6. Infine, sono state rese più stringenti le regole autorizzative dei progetti eolici: uno schema regionale per lo sviluppo eolico ridefinirà le ZDE (*Zone Developpement Eolien*) per ogni territorio; vengono

introdotte una soglia minima di cinque turbine per impianto (fatta eccezione per impianti sotto i 30 metri e con capacità inferiore a 250 kW) e una richiesta di distanza minima degli impianti dalle zone abitate di 500 metri e viene introdotto l'obbligo di ICPE (procedura più complessa per gli impianti con maggiore impatto potenziale sull'ambiente) per gli impianti eolici con strutture più alte di 50 metri.

Messico

Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

Nel mese di marzo 2010 il regolatore CRE ha approvato il "*Contrato de Interconexión para Centrales de generación de energía eléctrica con energías renovables o con generación eficiente y sus anexos*", che definisce le condizioni contrattuali – legali ed economiche – tra la società elettrica CFE (*Comisión Federal de Electricidad*) e i generatori alternativi, per i servizi di trasmissione dell'energia da questi prodotta. A valle dell'approvazione da parte della COFEMER (*Comisión Federal de Mejora Regulatoria*), si attende al momento la pubblicazione ufficiale del modello di contratto.

I tre tipi di servizio che la CFE fornirà ai generatori sono servizi ancillari (tra cui controllo della frequenza e del voltaggio), servizi di trasmissione e acquisto di energia in situazioni di emergenza (al di fuori delle condizioni contrattuali). È stata anche approvata la "*Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste la CFE a los generadores renovables*". Tale documento definisce l'ammontare delle tariffe dei servizi di trasmissione per il 2010 e prevede che queste siano riviste annualmente. La tariffa per alta e media tensione ammonterà a 2,2 dollari statunitensi/MWh, mentre quella per la bassa tensione sarà pari a 4,3 dollari statunitensi/MWh. Tali tariffe includono l'utilizzo dell'infrastruttura, le perdite, i servizi connessi alla trasmissione e una componente fissa per l'amministrazione del contratto. La nuova metodologia comporta per i progetti rinnovabili eleggibili un incentivo di valore variabile a seconda del livello di tensione.

Perù

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il 12 febbraio 2010 si è svolta la prima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili in attuazione della legge di promozione delle fonti rinnovabili di energia (decreto legislativo n. 1002 del maggio 2008).

L'asta, la cui gestione è stata affidata al regolatore OSINERGMIN (*Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*), si è conclusa con la selezione di una capacità totale di circa 410 MW, cui sono assegnati contratti ventennali per la fornitura di energia nel SEIN (*Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*) a una tariffa pari al prezzo risultante dall'asta per ciascun progetto (denominato in dollari statunitensi/MWh).

La capacità risulta assegnata come segue:

- > 161 MW a diciassette progetti idroelettrici, con offerte di prezzo comprese tra 50 e 70 dollari statunitensi/MWh;
- > 142 MW a tre progetti eolici, con offerte di prezzo comprese tra 65 e 87 dollari statunitensi/MWh;
- > 80 MW a quattro progetti fotovoltaici, con remunerazione compresa tra 215 e 225 dollari statunitensi/MWh;
- > 27 MW a due progetti a biomassa, con offerte tra 52 e 110 dollari statunitensi/MWh.

Poiché la capacità da assegnare nel 2010 era stata fissata a 500 MW, la differenza tra tale capacità e quella assegnata il 12 febbraio sarà assegnata in una nuova asta, programmata per il 23 luglio 2010: tale asta sarà dedicata alla generazione da biomasse (419 GWh), fotovoltaica (8 GWh) e idroelettrica (338 MW al massimo).

Romania

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Nel dicembre 2009 il Governo, con provvedimento n. 1479/2009, ha emanato la normativa di attuazione della legge n. 220/2008 per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili. La decisione governativa prevede che l'attuazione dei meccanismi di incentivo previsti (obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità e sistema di certificati trasferibili, che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato) sia avviata successivamente al parere positivo della Commissione Europea. Il 9 luglio 2010 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale l'emendamento della legge n. 220/2008 (legge n. 139/2010): il meccanismo di incentivo dei certificati verdi, confermato dalla nuova legge, non prevede approvazione da parte della Commissione Europea per essere attuato. Le principali modifiche rispetto alla precedente legge sono:

- > incremento della quota obbligatoria di produzione annua di elettricità rinnovabile a crescere gradualmente da 8,3% nel 2010 fino al 20% nel 2020;
- > aumento della penale per i fornitori che non ottemperano alla quota obbligatoria di certificati verdi da 70 euro a 110 euro per certificato verde non posseduto;
- > indicizzazione all'inflazione EU27 della penale e dei limiti minimo e massimo del prezzo dei certificati;
- > due certificati verdi per MWh di produzione eolica fino al 2017 (uno successivamente);
- > sei certificati verdi per MWh di produzione da impianti fotovoltaici.

Una decisione governativa stabilirà regole per il *trading* delle quote in eccesso di certificati verdi. A valle del processo di prenotifica alla Commissione Europea della legge n. 220/2008, la DG Competition della Commissione ha suggerito di procedere con una notifica formale. L'avvio della notifica formale sarà gestito dal Ministero dell'Economia rumeno e includerà le modifiche presentate nella nuova legge (n. 139/2010).

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano fissa un obiettivo pari a circa il 38% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità. Il Piano è stato sottoposto a un processo di consultazione tra gli operatori e sarà consegnato alla Commissione Europea a breve.

Spagna

Remunerazione impianti fotovoltaici

In applicazione del regio decreto n. 1578/08, il 16 febbraio 2010 il Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio ha pubblicato l'esito della prima *convocatoria* del 2010. In funzione della potenza registrata, le tariffe da applicarsi a partire dal secondo trimestre 2010 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 334,65 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 303,10 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW; per le installazioni di terra, 273,18 euro/MWh.

Il 20 aprile 2010 il Ministero ha pubblicato l'esito della seconda *convocatoria* del 2010. In funzione della potenza registrata, le tariffe da applicarsi a partire dal terzo trimestre 2010 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 330,60 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 295,20 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW; per le installazioni di terra, 265,51 euro/MWh.

Aggiornamenti tariffari

Con l'ordine ministeriale n. 3519/09 del 31 dicembre 2009 il Governo ha aggiornato i valori di tariffe, premi, limiti superiori e inferiori degli impianti rinnovabili che rientrano nel regime remunerativo stabilito dal regio decreto n. 661/2007 (tariffa *feed-in* integrata o a premio). Tali valori sono stati rivisti al ribasso a causa di una riduzione dell'indice dei prezzi al consumo.

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano fissa un obiettivo pari a circa il 38% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità. Il Piano è stato consegnato alla Commissione Europea il 30 giugno 2010.

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-Marley*, che prevede l'istituzione di un sistema federale di scambio di permessi di emissione CO₂ 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 in dicembre (c.d. "*CLEAR Act*"). Tuttavia, il dibattito in Senato ha subito un rallentamento, e sono tuttora in corso i negoziati per raggiungere una bozza di compromesso che goda del sostegno della maggioranza dei senatori.

In parallelo, l'EPA (*Environmental Protection Agency*) 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.

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il *Recovery Plan*, ossia il piano di aiuti all'economia adottato dal Congresso americano il 12 febbraio 2009, prevede, tra le altre misure per il settore energetico, specifici meccanismi di incentivo alle rinnovabili, tra cui meccanismi di sostegno agli investimenti noti come *Investment Tax Credit* (ITC) e la conferma dell'estensione dell'applicabilità della *Production Tax Credit* (PTC) posticipando la data di scadenza delle agevolazioni al 2012 per l'eolico e al 2013 per il geotermoelettrico, l'idroelettrico incrementale e le biomasse.

American Power Act

Il 12 maggio 2010 i senatori John Kerry e Joe Lieberman hanno divulgato pubblicamente i dettagli dell'“*American Power Act*” in base al quale vengono definiti gli incentivi finanziari per la costruzione di impianti nucleari, un meccanismo di *cap-and-trade* con prezzi minimo (12 dollari statunitensi) e massimo (25 dollari statunitensi) che aumenteranno rispettivamente del 3% e 5% annualmente sull'inflazione e un sistema RPS (*Renewable Portfolio Standard*) federale che prevede quote obbligatorie di produzione di energia rinnovabile. La discussione in Senato è prevista per il mese di luglio.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato semestrale abbreviato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*.

Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Crediti finanziari per deficit sistema elettrico spagnolo", dei "Titoli diversi a fair value through profit or loss per designazione" e di altre partite incluse nella voce "Crediti finanziari diversi";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- > delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- > dei "Crediti per anticipazioni di factoring", della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", degli "Altri titoli" e altre partite, inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei fondi non precedentemente considerati, delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferite, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale. Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento del primo semestre 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, 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 esercitavano 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.

Nei dati economici relativi al primo semestre 2009, inclusi ai fini comparativi nella presente Relazione intermedia sulla gestione, sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale. Tali risultati includono l'adeguamento del valore delle attività per un ammontare pari a 136 milioni di euro, effettuato nel corso del primo trimestre 2009 quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione.

Le modifiche intervenute ai criteri di contabilizzazione di talune attività relative a servizi effettuati in regime di concessione (IFRIC 12) e delle cessioni di attività da parte della clientela (IFRIC 18) hanno determinato la rettifica dei saldi di alcune voci patrimoniali rispetto a quanto presentato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2009. In particolare, l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2010, in via retrospettiva, delle interpretazioni contenute nell'IFRIC 12 ha prodotto coerenti riclassifiche tra voci patrimoniali al 31 dicembre 2009 e al 1° gennaio 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 patrimoniali al 31 dicembre 2009. Entrambe le modifiche non hanno generato effetti sui risultati economici del primo semestre 2009 presentati ai fini comparativi nella presente Relazione intermedia sulla gestione.

Inoltre, i dati patrimoniali presentati nel bilancio consolidato 2009, sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti derivanti dalla determinazione in via definitiva, avvenuta nel corso del primo semestre 2010 entro i termini previsti dall'IFRS 3, del *fair value* delle attività acquisite e delle passività e delle passività potenziali assunte con l'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa (avvenuta in data 25 giugno 2009). Le principali rettifiche, rispetto alla determinazione provvisoria effettuata al 31 dicembre 2009 dei *fair value* delle attività acquisite delle passività e delle passività potenziali assunte, sono riconducibili ai seguenti fenomeni:

- > adeguamento del valore di alcune attività materiali e immateriali per effetto

- del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;
- > determinazione, ove applicabile, degli effetti fiscali sulle rettifiche sopra descritte;
- > allocazione, ove applicabile, delle suddette rettifiche al patrimonio netto di terzi.

I dati economici e patrimoniali presentati e commentati nella presente Relazione intermedia sulla gestione tengono già conto degli effetti derivanti dalle modifiche ai criteri di contabilizzazione e dal completamento del processo di allocazione del prezzo descritti precedentemente.

Risultati economici del Gruppo

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni	
16.685	13.341	3.344	25,1%	Totale ricavi	34.802	28.457	6.345	22,3%
12.299	9.097	3.202	35,2%	Totale costi	26.016	20.105	5.911	29,4%
14	(155)	169	-	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	92	(413)	505	-
4.400	4.089	311	7,6%	MARGINE OPERATIVO LORDO	8.878	7.939	939	11,8%
1.447	1.250	197	15,8%	Ammortamenti e perdite di valore	2.795	2.360	435	18,4%
2.953	2.839	114	4,0%	RISULTATO OPERATIVO	6.083	5.579	504	9,0%
1.637	547	1.090	-	Proventi finanziari	2.441	2.141	300	14,0%
2.466	1.072	1.394	-	Oneri finanziari	4.207	2.350	1.857	79,0%
(829)	(525)	(304)	57,9%	TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI	(1.766)	(209)	(1.557)	-
(3)	12	(15)	-	Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(1)	21	(22)	-
2.121	2.326	(205)	-8,8%	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	4.316	5.391	(1.075)	-19,9%
394	526	(132)	-25,1%	Imposte	1.263	1.333	(70)	-5,3%
1.727	1.800	(73)	-4,1%	Risultato delle <i>continuing operations</i>	3.053	4.058	(1.005)	-24,8%
-	50	(50)	-	Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	(84)	84	-
1.727	1.850	(123)	-6,6%	RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	3.053	3.974	(921)	-23,2%
(352)	(234)	(118)	50,4%	(Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	(628)	(450)	(178)	39,6%
1.375	1.616	(241)	-14,9%	RISULTATO NETTO DEL PERIODO DEL GRUPPO	2.425	3.524	(1.099)	-31,2%

Ricavi

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
14.835	11.693	3.142	Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	30.572	24.518	6.054
654	429	225	Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	1.919	1.673	246
-	308	(308)	Plusvalenze da cessione di attività	7	308	(301)
1.196	911	285	Altri servizi, vendite e proventi diversi	2.304	1.958	346
16.685	13.341	3.344	Totale	34.802	28.457	6.345

Nel secondo trimestre 2010 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati**

ammontano a 14.835 milioni di euro, in aumento di 3.142 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+26,9%). 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 3.535 milioni di euro principalmente correlato ai maggiori ricavi di Endesa (pari a 3.391 milioni di euro), riferibili essenzialmente al cambio del metodo di consolidamento della società spagnola (1.516 milioni di euro), agli effetti positivi (940 milioni di euro) connessi ai cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione in Spagna, a partire dal 1° luglio 2009, della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), e ai maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 569 milioni di euro. Oltre all'incremento relativo a Endesa, la crescita dei ricavi da vendita di energia elettrica all'estero riflette, per 139 milioni di euro, la variazione positiva da riferire alle attività in Russia (Enel OGK-5 e RusEnergoSbyt) e in Francia conseguente alle maggiori quantità prodotte e vendute;
- > riduzione per 339 milioni di euro dei ricavi connessi alla vendita e al trasporto di energia sui mercati finali domestici per effetto del calo complessivo delle quantità vendute e dei prezzi medi di vendita;
- > diminuzione per complessivi 238 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 della riduzione dei prezzi medi unitari, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite all'Acquirente Unico (157 milioni di euro) riferibili sostanzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia.

Nel primo semestre 2010 i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati si attestano a 30.572 milioni di euro, in aumento di 6.054 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+24,7%). 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 7.236 milioni di euro, principalmente correlato ai maggiori ricavi di Endesa (6.793 milioni di euro). Tale incremento è riferibile essenzialmente al cambio del metodo di consolidamento della società spagnola (3.118 milioni di euro), agli effetti positivi (2.180 milioni di euro) connessi ai cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione della TUR sopra citata, nonché ai maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 765 milioni di euro. Oltre alla variazione positiva dei ricavi relativa a Endesa, la crescita dei ricavi da vendita di energia elettrica all'estero riflette, per 371 milioni di euro, i maggiori ricavi riferibili alle attività in Russia di Enel OGK-5 e RusEnergoSbyt e per 60 milioni di euro la crescita dei ricavi in Francia conseguente alle maggiori quantità vendute;
- > riduzione per 991 milioni di euro dei ricavi connessi alla vendita e al trasporto di energia sui mercati 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 sul mercato libero per 104 milioni di euro;
- > diminuzione per complessivi 658 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, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite all'Acquirente Unico (289 milioni di euro) riferibili sostanzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** nel secondo trimestre 2010 risultano in aumento di 225 milioni di euro (+52,4%) per effetto sostanzialmente dei maggiori ricavi connessi all'incremento nei consumi a uso residenziale e commerciale. Nel primo semestre 2010 i ricavi per vendita e trasporto di gas sono pari a 1.919 milioni di euro, in crescita di 246 milioni di euro (+14,7%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto essenzialmente del cambio del metodo di consolidamento di Endesa che ha più che compensato i minori ricavi del semestre sul mercato domestico connessi alla flessione negativa dei prezzi medi di vendita.

Le **plusvalenze da cessione di attività** accolgono nel primo semestre 2010 il provento derivante dalla cessione del ramo di azienda "mini-idro" effettuato da Hydro Dolomiti Enel, mentre nel primo semestre (e nel secondo trimestre) 2009 includono 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 secondo trimestre 2010 a 1.196 milioni di euro (911 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) evidenziando una crescita di 285 milioni di euro (+31,3%) rispetto al secondo trimestre 2009 dovuta principalmente all'incremento dei contributi di allacciamento e dei canoni di attivazione dell'energia elettrica per effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18, nonché alle maggiori vendite di certificati verdi.

Nel primo semestre 2010 i ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi sono pari a 2.304 milioni di euro, in crescita di 346 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+17,7%) essenzialmente per effetto dell'aumento dei contributi di allacciamento per 292 milioni di euro conseguente all'applicazione dell'IFRIC 18, della crescita dei ricavi per vendite di combustibili per *trading* per 32 milioni di euro e dell'incremento degli altri ricavi in conseguenza del cambio del metodo di consolidamento di Endesa per circa 150 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati dai minori ricavi relativi alle vendite di certificati verdi in Italia, per complessivi 172 milioni di euro.

Costi

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
5.474	4.780	694	Acquisto di energia elettrica	11.685	10.359	1.326
1.375	1.195	180	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.100	2.640	460
756	305	451	Combustibili per <i>trading</i> e gas naturale per vendite ai clienti finali	1.500	1.076	424
386	310	76	Materiali	736	544	192
1.142	1.053	89	Costo del personale	2.254	2.026	228
3.127	1.572	1.555	Servizi e godimento beni di terzi	6.532	3.187	3.345
468	258	210	Altri costi operativi	1.001	904	97
(429)	(376)	(53)	Costi capitalizzati	(792)	(631)	(161)
12.299	9.097	3.202	Totale	26.016	20.105	5.911

I costi per **acquisto di energia elettrica** si incrementano nel secondo trimestre 2010 di 694 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2009 (1.326 milioni di euro nel primo semestre 2010) con un aumento del 14,5% (12,8% su base semestrale). Tale andamento riflette principalmente i maggiori costi di acquisto di Endesa (1.036 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 e 2.165 milioni di euro su base semestrale), connessi sostanzialmente ai maggiori acquisti di energia elettrica dovuti all'incremento della domanda, agli effetti (353 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 e 743 milioni di euro nel primo semestre 2010) derivanti dall'applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), descritta nel commento ai ricavi, nonché alla variazione del metodo di consolidamento della società spagnola a partire dalla fine di giugno 2009 (259 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 e 523 milioni di euro nel primo semestre 2010). Tale incremento 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 secondo trimestre 2010 sono pari a 1.375 milioni di euro, in aumento di 180 milioni di euro (+15,1%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel primo semestre 2010 sono pari a 3.100 milioni di euro, in crescita di 460 milioni di euro (+17,4%). Tali incrementi risentono delle maggiori quantità consumate dalle società di generazione estere (in particolare Enel OGK-5) e del cambio di metodo di consolidamento di Endesa; tali effetti sono stati parzialmente compensati 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 756 milioni di euro su base trimestrale (1.500 milioni di euro su base semestrale), in aumento di 451 milioni di euro (424 milioni di euro su base semestrale) rispetto ai valori dei corrispondenti periodi dell'esercizio 2009; tali variazioni sono riferibili sostanzialmente agli effetti conseguenti al cambio di metodo di consolidamento di Endesa, nonché ai maggiori acquisti di gas naturale destinati al mercato domestico per le vendite ai clienti finali conseguenti alla crescita della domanda.

I costi per **materiali**, pari a 386 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 (736 milioni di euro su base semestrale) sono in crescita di 76 milioni di euro (+24,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (192 milioni di euro su base semestrale, +35,3%) principalmente per effetto della differente contribuzione di Endesa conseguente al cambio del metodo di consolidamento.

Il **costo del personale** nel secondo trimestre 2010 è pari a 1.142 milioni di euro, in crescita di 89 milioni di euro (+8,5%). Nel primo semestre 2010 il costo è pari a 2.254 milioni di euro, in aumento di 228 milioni di euro (+11,3%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Escludendo gli effetti derivanti dal diverso metodo di consolidamento di Endesa e l'incidenza degli oneri per il rinnovo contrattuale, il costo del lavoro nel primo semestre 2010 è in diminuzione di 56 milioni di euro (-2,5%) a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 3,0%.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel secondo trimestre 2010 ammontano a 3.127 milioni di euro, in crescita di 1.555 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2009, mentre su base semestrale sono pari a 6.532 milioni di euro, in aumento di 3.345 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2009. Tale andamento è sostanzialmente correlato sia ai maggiori vettori passivi di energia elettrica delle società appartenenti alle Divisioni Mercato e Infrastrutture e Reti (per complessivi 53 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 e per complessivi 245 milioni di euro nel primo semestre 2010), sia ai maggiori vettori passivi sull'energia elettrica di Endesa (1.222 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 e 2.686 milioni di euro nel primo semestre 2010); questi ultimi sono connessi agli effetti derivanti dai cambiamenti regolatori legati all'applicazione della TUR (587 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 e 1.437 milioni di euro nel primo semestre 2010), nonché al diverso metodo di consolidamento della società.

Gli **altri costi operativi** nel secondo trimestre 2010 ammontano a 468 milioni di euro, in aumento di 210 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel primo semestre 2010 ammontano a 1.001 milioni di euro, con una crescita di 97 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009. L'incremento risente dell'aumento delle imposte locali e degli oneri diversi di gestione, dovuto principalmente al consolidamento integrale di Endesa, che è stato solo parzialmente compensato dai minori costi per certificati verdi.

Nel secondo trimestre 2010 i **costi capitalizzati** sono in aumento di 53 milioni di euro (+14,1%), mentre nel primo semestre 2010 aumentano di 161 milioni di euro (+25,5%) per effetto principalmente delle attività relative alle società estere.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono positivi per 14 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 (155 milioni di euro di oneri netti nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e positivi per 92 milioni di euro nel primo semestre 2010 (413 milioni di euro di oneri netti nel primo semestre 2009). In particolare, i proventi netti relativi al secondo trimestre 2010 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 47 milioni di euro, compensati per 33 milioni di euro dagli oneri 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 sei mesi

del 2010, i citati proventi netti, pari a 92 milioni di euro, sono relativi per 121 milioni di euro agli oneri netti da valutazione al *fair value* e per 213 milioni di euro ai proventi netti realizzati nel periodo.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel secondo trimestre 2010 sono in crescita di 197 milioni di euro (+15,8%), mentre nel primo semestre 2010 aumentano di 435 milioni di euro (+18,4%). La variazione risente sostanzialmente dei maggiori ammortamenti sulle attività materiali e immateriali (+229 milioni di euro su base trimestrale, +471 milioni di euro su base semestrale), conseguenti alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa, oltre che agli effetti generati sul valore delle attività materiali e immateriali dall'allocazione definitiva del costo sostenuto per l'acquisto del 25,01% del capitale sociale della stessa società.

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2010 si attesta a 2.953 milioni di euro, con un incremento di 114 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (+4,0%) e nel primo semestre 2010 ammonta a 6.083 milioni di euro, in crescita di 504 milioni di euro (+9,0%).

Gli **oneri finanziari netti** nel secondo trimestre 2010 si incrementano di 304 milioni di euro e nel primo semestre 2010 di 1.557 milioni di euro. In particolare, i proventi finanziari aumentano per 1.090 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 e per 300 milioni di euro nel primo semestre 2010 rispetto agli analoghi periodi dell'esercizio precedente. Tali variazioni sono riconducibili essenzialmente alla rilevazione, nel primo trimestre 2009, del provento per 970 milioni di euro derivante dalla variazione positiva della valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita concessa ad Acciona sulla partecipazione del 25,01% del capitale sociale di Endesa, nonché agli effetti positivi derivanti da operazioni di copertura dei flussi finanziari. Gli oneri finanziari aumentano nel secondo trimestre 2010 per 1.394 milioni di euro e nel primo semestre 2010 per 1.857 milioni di euro. L'incremento è riferibile sostanzialmente ai maggiori oneri su derivati, all'effetto delle differenze cambi realizzate e da valutazione, nonché ai maggiori interessi passivi correlati al consolidamento integrale del debito di Endesa e alla strategia di rifinanziamento del debito intrapresa nell'ultimo trimestre 2009 e continuata nei primi mesi del 2010 volta ad allungare la vita media residua del debito e a sostituire il *Credit Agreement*.

La **quota dei proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel secondo trimestre 2010 è negativa per complessivi 3 milioni di euro, in calo di 15 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel primo semestre 2010 è negativa per 1 milione di euro, in calo di 22 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi del 2009.

Le **imposte** del secondo trimestre 2010 ammontano a 394 milioni di euro mentre l'onere fiscale dei primi sei mesi del 2010 è stimato pari a 1.263 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,3% a fronte di un'incidenza del 24,7% nel primo semestre 2009 che beneficiava di maggiori proventi non rilevanti o parzialmente esenti ai fini fiscali.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	98.221	96.557	1.664
- avviamento	19.395	19.045	350
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	991	1.029	(38)
- altre attività/(passività) non correnti nette	(721)	(2.267)	1.546
Totale	117.886	114.364	3.522
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	12.457	13.010	(553)
- rimanenze	2.703	2.500	203
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(1.638)	(1.011)	(627)
- altre attività/(passività) correnti nette	(3.755)	(4.409)	654
- debiti commerciali	(9.041)	(11.174)	2.133
Totale	726	(1.084)	1.810
Capitale investito lordo	118.612	113.280	5.332
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.148)	(3.110)	(38)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(13.842)	(13.715)	(127)
Totale	(16.990)	(16.825)	(165)
Attività nette possedute per la vendita	2.201	348	1.853
Capitale investito netto	103.823	96.803	7.020
Patrimonio netto complessivo	49.929	45.933	3.996
Indebitamento finanziario netto	53.894	50.870	3.024

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 giugno 2010 a 98.221 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 1.664 milioni di euro. Tale aumento è dovuto principalmente agli investimenti del periodo, pari a 2.629 milioni di euro, e alle differenze cambio del periodo (+3.906 milioni di euro). Tali effetti risultano parzialmente compensati dagli ammortamenti e perdite di valore su tali attività pari a 2.612 milioni di euro e dalla riclassifica alle "Attività possedute per la vendita" delle attività inerenti alla rete di trasmissione elettrica in Spagna, a Endesa Gas e al perimetro delle società bulgare per complessivi 2.244 milioni di euro.

L'*avviamento*, pari a 19.395 milioni di euro, è in crescita di 350 milioni di euro. Tale variazione riflette principalmente gli effetti netti derivanti dall'adeguamento degli avviamenti in valuta al cambio corrente (214 milioni di euro), nonché il *goodwill* rilevato in via provvisoria su nuove acquisizioni finalizzate nel corso dei primi sei mesi del 2010 relative a società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia per 22 milioni di euro (Enel Green Power Calabria, Maicor Wind, Enel Green Power Puglia, Enel Green Power Strambino Solar, Altomonte FV, EnerLive ed Enel Green Power TSS) e alla società Enel Longanesi Development, operante nel campo dell'estrazione di gas naturale in Italia per 35 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.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* ammontano a 991 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto all'esercizio precedente.

Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 30 giugno 2010 è negativo per 721 milioni di euro, in diminuzione di 1.546 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009. La variazione è imputabile ai seguenti fattori:

- > aumento, pari a 1.473 milioni di euro, del saldo positivo tra le attività e le passività finanziarie non correnti, dovuto essenzialmente alle maggiori attività connesse a strumenti derivati per 1.363 milioni di euro e al maggior valore delle partecipazioni in altre imprese valutate al *fair value* per un valore complessivo di 56 milioni di euro;
- > decremento delle altre passività non correnti pari a 59 milioni di euro, principalmente correlato alle minori passività operative differite parzialmente compensate dall'incremento dei debiti diversi.

Il **capitale circolante netto** è positivo per 726 milioni di euro al 30 giugno 2010. Il saldo era negativo per 1.084 milioni di euro al 31 dicembre 2009. La variazione, pari a 1.810 milioni di euro, è imputabile ai seguenti principali fenomeni:

- > decremento dei *crediti commerciali*, pari a 553 milioni di euro. Tale variazione è riconducibile in massima parte ai minori crediti commerciali sui mercati domestici sostanzialmente correlabili alle minori quantità vendute;
- > crescita delle *rimanenze*, pari a 203 milioni di euro, riferibile principalmente al maggior valore delle giacenze dei combustibili e dei materiali di Endesa e delle società della Divisione Generazione ed Energy Management, per le quali si registra inoltre un incremento delle scorte di certificati verdi per circa 38 milioni di euro;
- > diminuzione di 627 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;
- > decremento delle *altre passività correnti al netto delle rispettive attività* per 654 milioni di euro. Tale variazione è sostanzialmente imputabile ai seguenti fenomeni:
 - diminuzione di 768 milioni di euro dei debiti netti per imposte sul reddito; tale andamento è sostanzialmente correlabile alla rilevazione delle imposte del periodo pari a 1.455 milioni di euro e risulta più che compensato dai pagamenti di imposte pari a 2.092 milioni di euro;
 - incremento delle passività finanziarie correnti per un valore complessivo di 175 milioni di euro essenzialmente riferibile alla maturazione dei debiti finanziari per interessi da liquidare di Endesa, che nell'esercizio precedente erano stati registrati tra i ratei in quanto non giunti ancora a scadenza;
- > riduzione dei *debiti commerciali*, pari a 2.133 milioni di euro, essenzialmente correlata alla contrazione dei debiti relativi alle minori quantità di energia elettrica acquistate nel semestre sul mercato domestico e spagnolo.

I **fondi diversi**, pari a 16.990 milioni di euro, sono in aumento di 165 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da ricondurre agli utilizzi e rilasci del periodo e alle differenze cambio, oltre che all'aumento dei fondi per imposte differite nette per 424 milioni di euro.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 2.201 milioni di euro al 30 giugno 2010, includono per 1.945 milioni di euro talune attività detenute da Endesa in Spagna (tra cui le attività relative alla trasmissione di energia elettrica in alta tensione per 1.328 milioni di euro), in Grecia e in America Latina che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività possedute per la vendita, nonché, per 256 milioni di euro, le attività e le passività relative alle società Enel Maritza East 3 (e relativa *holding* di controllo), Enel Operations Bulgaria (e relativa *holding* di controllo) ed Enel Green Power Bulgaria, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative per la loro cessione a terzi. La variazione rispetto al 31 dicembre 2009 riflette, oltre alla suddetta inclusione delle società bulgare e delle attività di Endesa Gas, anche la cessione da parte di Endesa della partecipazione dell'1% in Red Eléctrica de España.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2010 è pari a 103.823 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 49.929 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 53.894 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2010, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,08 (1,11 al 31 dicembre 2009).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	17.654	21.632	(3.978)
- obbligazioni	35.943	31.889	4.054
- <i>preference share</i>	1.469	1.463	6
- debiti verso altri finanziatori	912	866	46
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>55.978</i>	<i>55.850</i>	<i>128</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(1.856)	(8.044)	6.188
Indebitamento netto a lungo termine	54.122	47.806	6.316
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	718	1.438	(720)
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	838	20	818
- altri finanziamenti a breve verso banche	477	927	(450)
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.033</i>	<i>2.385</i>	<i>(352)</i>
Obbligazioni (quota a breve)	1.717	1.096	621
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	423	375	48
<i>Commercial paper</i>	<i>7.591</i>	<i>6.573</i>	<i>1.018</i>
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	<i>729</i>	<i>2</i>	<i>727</i>
Altri debiti finanziari a breve termine	101	20	81
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>10.561</i>	<i>8.066</i>	<i>2.495</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(7.903)	(767)	(7.136)
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(254)	(304)	50
Crediti finanziari - <i>cash collateral</i>	(422)	(893)	471
Altri crediti finanziari a breve termine	(626)	(1.156)	530
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(3.617)	(4.267)	650
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(12.822)</i>	<i>(7.387)</i>	<i>(5.435)</i>
Indebitamento netto a breve termine	(228)	3.064	(3.292)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	53.894	50.870	3.024
<i>Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"</i>	<i>416</i>	<i>63</i>	<i>353</i>

L'indebitamento finanziario netto è pari a 53.894 milioni di euro al 30 giugno 2010, in aumento di 3.024 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009. Tale incremento risente del pagamento dei dividendi, delle imposte sul reddito correnti e dell'effetto delle differenze cambio. In particolare, queste ultime sono attribuibili alla valutazione, al cambio corrente, degli strumenti di debito emessi in valuta diversa dall'euro da società che adottano l'euro come locale moneta di conto (tali operazioni sono peraltro coperte da analoghe operazioni di *cross currency interest rate 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 6.316 milioni di euro, quale saldo dell'incremento del debito lordo a lungo termine di 128 milioni di euro e della riduzione dei crediti finanziari e titoli a lungo termine di 6.188 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 17.654 milioni di euro, evidenziano una riduzione pari a 3.978 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;
- > rimborso anticipato di finanziamenti bancari da parte di Endesa per 2.000 milioni di euro, in parte compensato da maggiori utilizzi delle linee di credito *committed* per 1.600 milioni di euro.

Le obbligazioni, pari a 35.943 milioni di euro, in aumento di 4.054 milioni di euro, accolgono, tra l'altro, l'emissione da parte di Enel SpA, avvenuta in data 26 febbraio 2010, di prestiti obbligazionari rivolti ai piccoli risparmiatori (mercato *retail*) per un ammontare di complessivi 3 miliardi di euro con scadenza 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 1.856 milioni di euro, in riduzione di 6.188 milioni di euro, risentono 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 positiva netta di 228 milioni di euro al 30 giugno 2010, si riduce di 3.292 milioni di euro rispetto a fine 2009, quale risultante di una flessione nei debiti bancari a breve termine per 352 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 2.495 milioni di euro, compensato dalle maggiori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 5.435 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 10.561 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, International Endesa BV, Endesa Capital SA, Térmica Portuguesa SA (Gruppo ECyR) ed Enel OGK-5, per 7.591 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.717 milioni di euro, delle quali circa 477 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, nonché prestiti obbligazionari emessi da Enel Investment Holding BV per 225 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 422 milioni di euro, mentre il valore dei *cash collateral* incassati dalle stesse controparti è pari a 729 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	4.289	5.211	(922)
- di cui discontinued operations	-	1	(1)
Cash flow da attività operativa	3.594	2.614	980
- di cui discontinued operations	-	32	(32)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.468)	(9.161)	6.693
- di cui discontinued operations	-	(32)	32
Cash flow da attività di finanziamento	(1.939)	4.706	(6.645)
- di cui discontinued operations	-	-	-
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	239	115	124
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo ^{(1) (2)}	3.715	3.485	230
- di cui discontinued operations	-	1	(1)

(1) Di cui titoli a breve pari a 82 milioni di euro al 30 giugno 2010 (57 milioni di euro al 30 giugno 2009).

(2) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 30 giugno 2010 (18 milioni di euro al 30 giugno 2009).

Il *cash flow da attività operativa* nel primo semestre 2010 è positivo per 3.594 milioni di euro, in aumento di 980 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* nel primo semestre 2010 ha assorbito liquidità per 2.468 milioni di euro mentre nei primi sei mesi del 2009 aveva assorbito liquidità per complessivi 9.161 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 2.654 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 117 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 del primo semestre 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 primo semestre 2010 le dismissioni in imprese o rami di imprese, pari a 375 milioni di euro, sono relative all'incasso della *tranche* a saldo dell'operazione di vendita avvenuta nel corso del terzo trimestre 2009 del 51% del pacchetto azionario detenuto nella società russa SeverEnergiya, mentre nel primo semestre 2009 erano riferite alla cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona e al perfezionamento della vendita a Terna dell'intero capitale sociale della società Enel Linee Alta Tensione.

Il fabbisogno generato dalle altre attività di investimento nei primi sei mesi del

2010, pari a 72 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 dai disinvestimenti del periodo.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 1.939 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2009 aveva generato liquidità per 4.706 milioni di euro. Il flusso del periodo in esame risente sostanzialmente del fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi per 1.897 milioni di euro, mentre nel primo semestre 2009 aveva beneficiato degli effetti positivi connessi all'aumento del capitale di Enel.

Nel primo semestre 2010 il *cash flow* generato dall'attività operativa per 3.594 milioni di euro ha consentito di fronteggiare il fabbisogno legato al *cash flow* da attività di investimento pari a 2.468 milioni di euro e quello da attività di finanziamento pari a 1.939 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 giugno 2010 risultano pari a 3.715 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 239 milioni di euro.

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 secondo trimestre 2010 e 2009

SECONDO TRIMESTRE 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.014	2.674	22	687	7.298	1.438	453	89	24	(14)	16.685
Ricavi intersettoriali	46	1.094	132	1.030	50	35	64	98	252	(2.801)	-
Totale ricavi	4.060	3.768	154	1.717	7.348	1.473	517	187	276	(2.815)	16.685
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(200)	196	-	-	(10)	(8)	38	(2)	-	-	14
Margine operativo lordo	36	569	5	924	2.046	464	325	(5)	41	(5)	4.400
Ammortamenti e perdite di valore	63	129	1	227	785	119	92	2	29	-	1.447
Risultato operativo	(27)	440	4	697	1.261	345	233	(7)	12	(5)	2.953
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(832)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	394
Risultato delle <i>continuing</i> operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.727
Risultato delle <i>discontinued</i> operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.727

(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.

SECONDO TRIMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.524	2.768	58	847	3.417	1.208	413	88	28	(10)	13.341
Ricavi intersettoriali	91	1.256	124	1.066	3	43	35	85	231	(2.934)	-
Totale ricavi	4.615	4.024	182	1.913	3.420	1.251	448	173	259	(2.944)	13.341
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(282)	262	-	-	(185)	12	37	1	-	-	(155)
Margine operativo lordo	44	959	10	1.121	1.245	317	327	18	54	(6)	4.089
Ammortamenti e perdite di valore	108	175	1	210	492	178	58	2	26	-	1.250
Risultato operativo	(64)	784	9	911	753	139	269	16	28	(6)	2.839
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(513)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	526
Risultato delle <i>continuing</i> <i>operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.800
Risultato delle <i>discontinued</i> <i>operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.850

(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 del primo semestre 2010 e 2009

PRIMO SEMESTRE 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.062	5.629	48	1.189	14.774	3.039	867	168	47	(21)	34.802
Ricavi intersettoriali	86	2.607	280	2.225	69	72	107	155	477	(6.078)	-
Totale ricavi	9.148	8.236	328	3.414	14.843	3.111	974	323	524	(6.099)	34.802
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(381)	399	-	-	26	(13)	63	(2)	-	-	92
Margine operativo lordo	193	1.229	7	1.845	4.047	841	651	(3)	73	(5)	8.878
Ammortamenti e perdite di valore	142	269	2	440	1.469	260	156	3	54	-	2.795
Risultato operativo	51	960	5	1.405	2.578	581	495	(6)	19	(5)	6.083
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.767)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.263
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.053
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.053
Attività operative	6.429	14.938	165	17.111	81.078 ⁽²⁾	13.108 ⁽⁴⁾	8.840 ⁽⁶⁾	1.125	2.445	(5.640)	139.599
Passività operative	5.052	3.668	308	5.513	11.817 ⁽³⁾	4.907 ⁽⁵⁾	1.018	1.472	1.325	(5.671)	29.409
Investimenti	16	293	4	509	875	559	339	-	34	-	2.629

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

(3) Di cui 252 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 603 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 69 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

PRIMO SEMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.485	6.027	105	1.117	7.146	2.556	794	191	57	(21)	28.457
Ricavi intersettoriali	128	3.267	352	2.354	3	93	69	165	452	(6.883)	-
Totale ricavi	10.613	9.294	457	3.471	7.149	2.649	863	356	509	(6.904)	28.457
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(378)	427	-	-	(522)	13	46	1	-	-	(413)
Margine operativo lordo	160	1.877	13	2.016	2.416	698	620	54	89	(4)	7.939
Ammortamenti e perdite di valore	169	344	1	420	954	306	113	4	49	-	2.360
Risultato operativo	(9)	1.533	12	1.596	1.462	392	507	50	40	(4)	5.579
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(188)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.333
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.058
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(84)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.974
Attività operative ⁽²⁾	6.598	15.054	342	17.272	80.799 ⁽³⁾	12.292	6.423	1.229	2.197	(6.142)	136.064
Passività operative ⁽²⁾	5.471	4.218	363	5.651	13.016 ⁽⁴⁾	4.786	804	1.090	1.612	(4.981)	32.030
Investimenti	26	376	-	520	894	417	326	-	31	-	2.590

(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 attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i> ⁽¹⁾
Totale attività	167.396	162.331
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	19.386	18.480
Attività di natura fiscale	8.411	7.787
Attività di settore	139.599	136.064
<i>- di cui:</i>		
Mercato	6.429	6.598
Generazione ed Energy Management	14.938	15.054
Ingegneria e Innovazione	165	342
Infrastrutture e Reti	17.111	17.272
Iberia e America Latina ⁽²⁾	81.078	80.799
Internazionale ⁽³⁾	13.108	12.292
Energie Rinnovabili ⁽⁴⁾	8.840	6.423
Capogruppo	1.125	1.229
Servizi e Altre attività	2.445	2.197
Elisioni e rettifiche	(5.640)	(6.142)
Totale passività	117.467	116.398
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	74.059	71.159
Passività di natura fiscale	13.999	13.209
Passività di settore	29.409	32.030
<i>- di cui:</i>		
Mercato	5.052	5.471
Generazione ed Energy Management	3.668	4.218
Ingegneria e Innovazione	308	363
Infrastrutture e Reti	5.513	5.651
Iberia e America Latina ⁽⁵⁾	11.817	13.016
Internazionale ⁽⁶⁾	4.907	4.786
Energie Rinnovabili	1.018	804
Capogruppo	1.472	1.090
Servizi e Altre attività	1.325	1.612
Elisioni e rettifiche	(5.671)	(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 2.314 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010 (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(3) Di cui 603 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

(4) Di cui 69 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

(5) Di cui 252 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010 (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 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

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2010	2009	Variazioni						2010	2009	Variazioni	
Mercato libero:											
6.333	6.368	(35)	-0,5%	- clienti <i>mass market</i>				13.481	13.441	40	0,3%
3.272	5.980	(2.708)	-45,3%	- clienti <i>business</i> ⁽¹⁾				6.406	11.414	(5.008)	-43,9%
1.020	1.286	(266)	-20,7%	- clienti in regime di salvaguardia				2.059	2.823	(764)	-27,1%
10.625	13.634	(3.009)	-22,1%	Totale mercato libero				21.946	27.678	(5.732)	-20,7%
Totale mercato regolato (mercato di maggior tutela)											
15.368	17.003	(1.635)	-9,6%					33.629	36.473	(2.844)	-7,8%
25.993	30.637	(4.644)	-15,2%	Totale				55.575	64.151	(8.576)	-13,4%

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

L'energia venduta nel primo semestre 2010 è pari a 55.575 milioni di kWh (25.993 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010), in diminuzione di 8.576 milioni di kWh (-4.644 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto delle minori vendite ai clienti *business* sul mercato libero.

VENDITE DI GAS NATURALE

2° trimestre				Milioni di m ³				1° semestre			
2010	2009	Variazioni						2010	2009	Variazioni	
412	375	37	9,9%	Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾				2.179	1.960	219	11,2%
463	398	65	16,3%	Clienti <i>business</i>				1.065	980	85	8,7%
875	773	102	13,2%	Totale				3.244	2.940	304	10,3%

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel primo semestre 2010 è pari a 3.244 milioni di metri cubi (875 milioni di metri cubi nel secondo trimestre 2010), in aumento di 304 milioni di metri cubi (+102 milioni di metri cubi nel secondo 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 il primo semestre 2010 e in particolare il secondo trimestre 2010.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
4.060	4.615	(555)	Ricavi	9.148	10.613	(1.465)
(200)	(282)	82	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(381)	(378)	(3)
36	44	(8)	<i>Margine operativo lordo</i>	193	160	33
(27)	(64)	37	Risultato operativo	51	(9)	60
			Attività operative	6.429	6.598 ⁽¹⁾	(169)
			Passività operative	5.052	5.471 ⁽¹⁾	(419)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	3.943	3.962 ⁽¹⁾	(19)
			Investimenti	16	26	(10)

(1) Al 31 dicembre 2009.

Risultati economici del secondo trimestre

I *ricavi* del secondo trimestre 2010 ammontano a 4.060 milioni di euro, in diminuzione di 555 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009 (-12,0%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 313 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-1,6 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 283 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-3,0 TWh);
- > maggiori ricavi sul mercato del gas naturale per 64 milioni di euro, prevalentemente riferibili a un aumento delle quantità vendute, pur in presenza di minori prezzi medi di vendita.

Il *margine operativo lordo* del secondo trimestre 2010 si attesta a 36 milioni di euro e presenta un andamento in linea con quello dell'analogo periodo del 2009. Tale andamento è sostanzialmente imputabile:

- > alla diminuzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nel mercato regolato per 18 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;
- > al maggior margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 16 milioni di euro;
- > all'incremento del margine energia del mercato libero per 10 milioni di euro che beneficia di minori costi di approvvigionamento anche per effetto delle minori quantità vendute;
- > a un aumento dei costi operativi per 11 milioni di euro.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2010, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 63 milioni di euro (108 milioni di euro nell'analogo periodo del 2009), è negativo per 27 milioni di euro, in aumento di 37 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 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.

Risultati economici del primo semestre

I ricavi del primo semestre 2010 ammontano a 9.148 milioni di euro, in diminuzione di 1.465 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009 (-13,8%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 849 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-2,8 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 570 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-5,7 TWh);
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 23 milioni di euro, prevalentemente riferibili ai minori prezzi medi di vendita, pur in presenza di un aumento delle quantità vendute.

Il *marginale operativo lordo* del primo semestre 2010 si attesta a 193 milioni di euro, in aumento di 33 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2009.

Tale incremento è sostanzialmente imputabile:

- > all'incremento del margine energia del mercato libero per 32 milioni di euro, che beneficia di minori costi di approvvigionamento anche per effetto delle minori quantità vendute;
- > al maggior margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 12 milioni di euro;
- > alla diminuzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nel mercato regolato per 8 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.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2010, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 142 milioni di euro (169 milioni di euro nell'analogo periodo del 2009), è pari a 51 milioni di euro, in aumento di 60 milioni di euro rispetto al primo semestre 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 16 milioni di euro, in diminuzione di 10 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009 che includeva 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 e stoccaggio di gas naturale, tramite Enel Longanesi Development ed Enel Stoccaggi;
 - impianti di rigassificazione, tramite Nuove Energie.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni	
10.200	10.539	(339)	-3,2%	Termoelettrica	23.143	22.964	179	0,8%
6.576	7.590	(1.014)	-13,4%	Idroelettrica	11.403	13.003	(1.600)	-12,3%
1	-	1	-	Altre fonti	2	-	2	-
16.777	18.129	(1.352)	-7,5%	Totale produzione netta	34.548	35.967	(1.419)	-3,9%

Nel primo semestre 2010 la produzione netta di energia è pari a 34.548 milioni di kWh, con un decremento del 3,9% rispetto allo stesso periodo del 2009; analogo *trend* si registra nel secondo trimestre 2010 con una produzione netta pari a 16.777 milioni di kWh, in calo del 7,5% rispetto al secondo trimestre 2009. La riduzione della produzione idroelettrica nei primi sei mesi del 2010, pari a 1.600 milioni di kWh (-1.014 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010), dovuta alla minore idraulicità del periodo, è stata solo in parte compensata dalla maggiore produzione termoelettrica nello stesso periodo, pari a 179 milioni di kWh (-339 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010).

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

2° trimestre						Milioni di kWh	1° semestre					
2010		2009		Variazioni			2010		2009		Variazioni	
176	1,6%	362	3,2%	(186)	-51,4%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	423	1,7%	1.067	4,3%	(644)	-60,4%
154	1,4%	198	1,7%	(44)	-22,2%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	331	1,4%	1.129	4,6%	(798)	-70,7%
330	3,0%	560	4,9%	(230)	-41,1%	Totale olio combustibile	754	3,1%	2.196	8,9%	(1.442)	-65,7%
4.750	43,7%	3.749	33,1%	1.001	26,7%	Gas naturale	10.125	41,1%	8.199	33,2%	1.926	23,5%
5.676	52,2%	6.925	61,0%	(1.249)	-18,0%	Carbone	13.507	54,8%	14.040	56,9%	(533)	-3,8%
120	1,1%	110	1,0%	10	9,1%	Altri combustibili	243	1,0%	238	1,0%	5	2,1%
10.876	100,0%	11.344	100,0%	(468)	-4,1%	TOTALE	24.629	100,0%	24.673	100,0%	(44)	-0,2%

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2010 risulta sostanzialmente in linea con quella dell'analogo periodo del 2009, mentre registra un lieve decremento (-468 milioni di kWh) nel secondo trimestre 2010. La diminuzione ha riguardato sia la produzione da olio combustibile (-65,7% nel primo semestre 2010 e -41,1% nel secondo trimestre 2010), dovuta a uno sfavorevole scenario dei prezzi dei combustibili che ha reso non competitivo l'utilizzo di tale materia prima, sia la produzione da carbone (-3,8% nel primo semestre 2010 e -18,0% nel secondo trimestre 2010), da riferirsi principalmente alla maggiore indisponibilità degli impianti per attività di manutenzione della sezione 3 della centrale di Brindisi Sud e per la fermata temporanea di parte della sezione 4 della centrale di Torrevadalis Nord. Tali decrementi sono stati parzialmente compensati dall'aumento della produzione da gas naturale (+23,5% nel primo semestre 2010 e +26,7% nel secondo trimestre 2010), dovuto principalmente al maggior funzionamento degli impianti a ciclo combinato, anche a seguito della parziale ripresa economica rispetto all'analogo periodo del 2009 caratterizzato dall'emergenza gas.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
3.768	4.024	(256)	Ricavi	8.236	9.294	(1.058)
196	262	(66)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	399	427	(28)
569	959	(390)	Margine operativo lordo	1.229	1.877	(648)
440	784	(344)	Risultato operativo	960	1.533	(573)
			Attività operative	14.938	15.054 ⁽¹⁾	(116)
			Passività operative	3.668	4.218 ⁽¹⁾	(550)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	6.637	6.703 ⁽¹⁾	(66)
			Investimenti	293	376	(83)

(1) Al 31 dicembre 2009.

Risultati economici del secondo trimestre

I ricavi del secondo trimestre 2010 ammontano a 3.768 milioni di euro, in diminuzione di 256 milioni di euro (-6,4%) rispetto all'analogo periodo del 2009 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 310 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-5,2 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi per 94 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 (+1,7 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;
- > minori ricavi per contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 36 milioni di euro, riferibili al venir meno del diritto al rimborso degli *stranded cost* terminato nell'esercizio 2009.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati da:

- > maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 123 milioni di euro, riconducibili ai maggiori ricavi da vendita a rivenditori operanti sul mercato nazionale ed estero (+307 milioni di euro), parzialmente compensati dall'effetto dei minori volumi venduti (-3,8 TWh) destinati al mercato libero della Divisione Mercato (-167 milioni di euro);
- > maggiori ricavi relativi ai corrispettivi per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 76 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 per vendita di combustibili per *trading* pari a 38 milioni di euro, attribuibili all'incremento dei ricavi da vendita di gas naturale per 52 milioni di euro, parzialmente compensato dal decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 14 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per vendite di CERs (*Certified Emission Reduction*) per 34 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 26 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* del secondo trimestre 2010 si attesta a 569 milioni di euro, in diminuzione di 390 milioni di euro (-40,7%) rispetto ai 959 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2009. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alla riduzione 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 dei ricavi.

Il *risultato operativo* si attesta a 440 milioni di euro, in diminuzione di 344 milioni di euro (-43,9%) rispetto al secondo trimestre 2009, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 46 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 del primo semestre

I ricavi del primo semestre 2010 ammontano a 8.236 milioni di euro, in diminuzione di 1.058 milioni di euro (-11,4%) rispetto all'analogo periodo del 2009 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 757 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-7,8 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;

- > minori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 192 milioni di euro;
- > minori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 122 milioni di euro, attribuibili alla riduzione dei ricavi da vendita di gas naturale per 100 milioni di euro e al decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 22 milioni di euro;
- > minori ricavi per contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 73 milioni di euro, riferibili al venir meno del diritto al rimborso degli *stranded cost* terminato nell'esercizio 2009;
- > minori ricavi per 31 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 (+6,7 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 sono solo parzialmente compensati da:

- > maggiori ricavi relativi ai corrispettivi per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 160 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 35 milioni di euro, riconducibili ai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale ed estero (+559 milioni di euro), parzialmente compensati dall'effetto dei minori volumi venduti (-6,5 TWh) destinati al mercato libero della Divisione Mercato (-524 milioni di euro);
- > maggiori ricavi per vendite di CERs (*Certified Emission Reduction*) per 27 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* del primo semestre 2010 si attesta a 1.229 milioni di euro, in diminuzione di 648 milioni di euro (-34,5%) rispetto ai 1.877 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2009. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alla riduzione del margine da *trading* di gas naturale, alla rilevazione nel primo semestre 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 960 milioni di euro, in diminuzione di 573 milioni di euro (-37,4%) rispetto al primo semestre 2009, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 75 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 293 milioni di euro, di cui 290 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del primo semestre 2010 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 251 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 151 milioni di euro e attività di rifacimento dei captatori delle polveri presso l'impianto di Brindisi per complessivi 13 milioni di euro).

Ingegneria e Innovazione

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

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
154	182	(28)	Ricavi	328	457	(129)
5	10	(5)	Margine operativo lordo	7	13	(6)
4	9	(5)	Risultato operativo	5	12	(7)
			Attività operative	165	342 ⁽¹⁾	(177)
			Passività operative	308	363 ⁽¹⁾	(55)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	1.242	1.202 ⁽¹⁾	40
			Investimenti	4	-	4

(1) Al 31 dicembre 2009.

Risultati economici del secondo trimestre

I *ricavi* del secondo trimestre 2010 ammontano a 154 milioni di euro, in calo di 28 milioni di euro (-15,4%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 32 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune attività finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole;
- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 16 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 11 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione degli impianti a ciclo combinato di Marcinelle (14 milioni di euro) e di Nevinnomyskaya (1 milione di euro), oltre ad attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (4 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività nei confronti di Enel Maritza East 3 (4 milioni di euro) e di Enelco (4 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo* nel secondo trimestre 2010 presenta un decremento di 5 milioni di euro, riferibile principalmente alla riduzione delle attività rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Il *risultato operativo* ammonta a 4 milioni di euro nel secondo trimestre 2010 e presenta un andamento in linea con quello del margine operativo lordo.

Risultati economici del primo semestre

I ricavi del primo semestre 2010 ammontano a 328 milioni di euro, in calo di 129 milioni di euro (-28,2%) 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 131 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 53 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 40 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione degli impianti a ciclo combinato di Marcinelle (26 milioni di euro) e di Nevinnomyskaya (17 milioni di euro), oltre ad attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (11 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività nei confronti di Enel Maritza East 3 (9 milioni di euro) e di Enelco (5 milioni di euro).

Il *marginе operativo lordo* ammonta a 7 milioni di euro nel primo semestre 2010, con un decremento, pari a 6 milioni di euro, riferibile principalmente alla riduzione delle attività registrata nel primo semestre 2010 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Il *risultato operativo* ammonta a 5 milioni di euro nel primo semestre 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

2° trimestre			Milioni di kWh		1° semestre			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni	
59.471	57.928	1.543	2,7%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	121.428	118.084	3.344	2,8%

L'andamento dell'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel secondo trimestre e nel primo semestre 2010 riflette l'aumento della richiesta di energia 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

2° trimestre			Milioni di euro		1° semestre		
2010	2009	Variazione			2010	2009	Variazione
1.717	1.913	(196)	Ricavi		3.414	3.471	(57)
924	1.121	(197)	Margine operativo lordo		1.845	2.016	(171)
697	911	(214)	Risultato operativo		1.405	1.596	(191)
			Attività operative		17.111	17.272 ⁽¹⁾	(161)
			Passività operative		5.513	5.651 ⁽¹⁾	(138)
			Dipendenti a fine periodo (n.)		19.626	19.700 ⁽²⁾	(74)
			Investimenti		509	520	(11)

(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 secondo trimestre

I ricavi del secondo trimestre 2010 ammontano a 1.717 milioni di euro, in diminuzione di 196 milioni di euro (-10,2%) 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 (ELAT) rilevata nel secondo trimestre 2009 per 308 milioni di euro, i ricavi del secondo trimestre 2010 risultano in aumento di 112 milioni di euro. Tale ultima variazione è connessa essenzialmente a:

- > maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 114 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 (+1,5 TWh);

- > maggiori ricavi per contributi di allacciamento da attribuire essenzialmente all'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18;
- > 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 (AEEG) n. 333/07.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 924 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 197 milioni di euro (-17,6%) riconducibile:

- > alla rilevazione, nel secondo trimestre 2009, della sopra citata plusvalenza derivante dalla vendita di ELAT per 308 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 59 milioni di euro;
- > a minori oneri per incentivi all'esodo per 81 milioni di euro.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 227 milioni di euro (210 milioni di euro nel secondo trimestre 2009), si attesta a 697 milioni di euro, in diminuzione di 214 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2009 (-23,5%). Se si esclude l'effetto positivo derivante dalla rilevazione per 308 milioni di euro della plusvalenza sopra citata relativa alla vendita di ELAT, il risultato operativo risulta in crescita di 94 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

I *ricavi* del primo semestre 2010 ammontano a 3.414 milioni di euro, in diminuzione di 57 milioni di euro (-1,6%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2009; se si esclude da tale variazione la plusvalenza derivante dalla vendita di ELAT rilevata nel secondo trimestre 2009 per 308 milioni di euro, i ricavi del primo semestre 2010 risultano in aumento di 251 milioni di euro. Tale ultima variazione è connessa essenzialmente a:

- > maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 241 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 (+3,3 TWh);
- > maggiori ricavi per contributi di allacciamento da attribuire anche all'effetto (pari a 16 milioni di euro) dell'applicazione dell'IFRIC 18 che comporta la rilevazione a Conto economico del ricavo derivante dalla cessione da parte del cliente di attività funzionali alla fornitura di beni e servizi durante il periodo in cui ne è garantita l'accessibilità;
- > minori premi sulla continuità del servizio per 17 milioni di euro, a seguito delle modifiche alla delibera dell'AEEG n. 333/07;
- > minori ricavi per partite pregresse pari a 11 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 1.845 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 171 milioni di euro (-8,5%) essenzialmente riconducibile:

- > alla rilevazione, nel secondo trimestre 2009, della sopra citata plusvalenza derivante dalla vendita di ELAT per 308 milioni di euro;
- > alla riduzione di partite pregresse positive per 39 milioni di euro, riferibili essenzialmente a partite positive relative ad acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico, pari a 29 milioni di euro a seguito dell'attività di allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (ex delibera n.

- 177/07 e successive) svolta da Terna ed Enel Distribuzione;
- > 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 146 milioni di euro;
 - > a maggiori proventi per 16 milioni di euro riferibili all'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18, già commentata nei ricavi;
 - > a minori oneri per incentivi all'esodo per 81 milioni di euro.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 440 milioni di euro (420 milioni di euro nel primo semestre 2009), si attesta a 1.405 milioni di euro, in diminuzione di 191 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2009 (-12,0%). Se si esclude l'effetto positivo derivante dalla rilevazione per 308 milioni di euro della plusvalenza sopra citata relativa alla vendita di ELAT, il risultato operativo risulta in crescita di 117 milioni di euro.

Investimenti

Gli *investimenti* nel primo semestre 2010 ammontano a 509 milioni di euro, con una riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente di 11 milioni di euro, da riferire principalmente ai minori investimenti per il progetto contatore elettronico, parzialmente compensati dai maggiori interventi sulla rete elettrica a 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) 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 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 giugno 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 al primo semestre 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

2° trimestre		Milioni di kWh				1° semestre			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni		
12.828	10.454	2.374	22,7%	Termoelettrica	26.593	22.640	3.953	17,5%	
6.323	3.113	3.210	103,1%	Nucleare	12.816	7.684	5.132	66,8%	
10.600	8.245	2.355	28,6%	Idroelettrica	21.720	15.739	5.981	38,0%	
39	455	(416)	-91,4%	Eolica	565	1.052	(487)	-46,3%	
-	43	(43)	-	Altre fonti	60	89	(29)	-32,6%	
29.790	22.310	7.480	33,5%	Totale produzione netta	61.754	47.204	14.550	30,8%	

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2010 è pari a 61.754 milioni di kWh (29.790 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010), con un incremento di 14.550 milioni di kWh (+7.480 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010) rispetto all'analogo periodo del 2009. La produzione netta nella penisola iberica, nel primo semestre 2010, si incrementa di 6.369 milioni di kWh (+3.131 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010): in particolare, l'incremento relativo al cambio del metodo di consolidamento pari a 12.369 milioni di kWh (+5.621 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010) e la maggior produzione nucleare sono stati solo parzialmente compensati dalla riduzione della produzione termoelettrica (-33,5%) e dalla minore produzione eolica.

A tale fenomeno si aggiunge la maggior produzione in America Latina per 8.131 milioni di kWh (+4.265 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010) riferibile essenzialmente al cambio del metodo di consolidamento per 10.556 milioni di kWh (+5.252 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010), parzialmente compensato dalla riduzione della produzione idroelettrica (-9,9%) in Colombia,

dovuta alla minore idraulicità del periodo, e dalla minore produzione termoelettrica (-5,0%) in Argentina e Cile (quest'ultima anche a causa del terremoto).

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

2° trimestre						Milioni di kWh	1° semestre					
2010		2009		Variazioni			2010		2009		Variazioni	
2.232	11,1%	1.438	10,2%	794	55,2%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	4.182	10,1%	2.661	8,4%	1.521	57,2%
261	1,3%	166	1,2%	95	57,2%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	326	0,8%	430	1,4%	(104)	-24,2%
2.493	12,4%	1.604	11,4%	889	55,4%	<i>Totale olio combustibile</i>	4.508	10,9%	3.091	9,8%	1.417	45,8%
6.374	31,8%	4.624	32,8%	1.750	37,8%	Gas naturale	13.154	31,9%	9.925	31,5%	3.229	32,5%
2.914	14,5%	3.474	24,7%	(560)	-16,1%	Carbone	7.052	17,1%	8.442	26,7%	(1.390)	-16,5%
6.572	32,8%	3.134	22,2%	3.438	109,7%	Combustibile nucleare	13.357	32,4%	7.877	25,0%	5.480	69,6%
1.711	8,5%	1.250	8,9%	461	36,9%	Altri combustibili	3.171	7,7%	2.213	7,0%	958	43,3%
20.064	100,0%	14.086	100,0%	5.978	42,4%	TOTALE	41.242	100,0%	31.548	100,0%	9.694	30,7%

La produzione termica lorda registra un incremento rispetto al primo semestre 2009 di 9.694 milioni di kWh (+5.978 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010) riferibile sostanzialmente all'effetto della variazione del metodo di consolidamento di Endesa pari a 15.503 milioni di kWh (+6.922 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010), solo parzialmente compensato dalla riduzione della produzione termoelettrica e nucleare per complessivi 5.809 milioni di kWh.

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre				
2010		2009			2010		2009		
Mercato libero:									
24.445	9.427	15.018	159,3%	- penisola iberica	52.172	18.389	33.783	183,7%	
1.809	1.189	620	52,1%	- America Latina	3.673	2.312	1.361	58,9%	
26.254	10.616	15.638	147,3%	Totale mercato libero	55.845	20.701	35.144	169,8%	
Mercato regolato:									
-	7.893	(7.893)	-	- penisola iberica	-	16.430	(16.430)	-	
10.446	6.518	3.928	60,3%	- America Latina	21.311	13.424	7.887	58,8%	
10.446	14.411	(3.965)	-27,5%	Totale mercato regolato	21.311	29.854	(8.543)	-28,6%	
36.700	25.027	11.673	46,6%	TOTALE	77.156	50.555	26.601	52,6%	
24.445	17.320	7.125	41,1%	- di cui penisola iberica	52.172	34.819	17.353	49,8%	
12.255	7.707	4.548	59,0%	- di cui America Latina	24.984	15.736	9.248	58,8%	

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate dalla Divisione Iberia e America Latina nel primo semestre 2010 sono pari a 77.156 milioni di kWh, in aumento di 26.601 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2009 (+11.673 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010). Tale incremento si riferisce per 24.844 milioni di kWh all'effetto del cambio di metodo di consolidamento (+12.299 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010), cui si aggiunge un incremento delle vendite particolarmente concentrato in America Latina, a seguito di un 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 tale data tutte le vendite su tale mercato sono da considerarsi effettuate sul mercato libero.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro			1° semestre		
2010	2009	Variazione				2010	2009	Variazione
7.348	3.420	3.928	Ricavi			14.843	7.149	7.694
(10)	(185)	175	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity			26	(522)	548
2.046	1.245	801	Margine operativo lordo			4.047	2.416	1.631
1.261	753	508	Risultato operativo			2.578	1.462	1.116
			Attività operative (1)			81.078	80.799 (2)	279
			Passività operative (3)			11.817	13.016 (2)	(1.199)
			Dipendenti a fine periodo (n.) (4)			25.490	26.305 (5)	(815)
			Investimenti			875	894	(19)

(1) Di cui 2.314 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 252 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(4) Include 1.556 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (1.330 unità al 31 dicembre 2009).

(5) Al 31 dicembre 2009.

Risultati economici del secondo 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
Europa	4.859	2.047	2.812	1.167	703	464	693	370	323
America Latina	2.489	1.373	1.116	879	542	337	568	383	185
Totale	7.348	3.420	3.928	2.046	1.245	801	1.261	753	508

I ricavi del secondo trimestre 2010 sono in aumento di 3.928 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 2.812 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla variazione del perimetro di consolidamento per 1.006 milioni di euro e all'applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della sopra citata *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) per 940 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 antecedentemente a tale applicazione. A tali fenomeni si aggiungono maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 579 milioni di euro (che nel secondo trimestre 2009 risentivano di partite pregresse negative), nonché l'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 (138 milioni di euro) che comporta (a partire dal 1° luglio 2009) la rilevazione a Conto economico del ricavo a seguito della cessione da parte del cliente di attività funzionali alla fornitura di beni e servizi durante il periodo in cui ne è garantita l'accessibilità;
- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 1.116 milioni di euro, riferibili, oltre che alla variazione del metodo di consolidamento per 675 milioni di euro, alle maggiori quantità vendute in tutti i Paesi latinoamericani (particolarmente in Brasile).

Il *margine operativo lordo* ammonta a 2.046 milioni di euro, in crescita di 801

milioni di euro (+64,3%) rispetto al secondo trimestre 2009. In particolare, si evidenzia:

- > l'aumento del margine operativo lordo in Europa per 464 milioni di euro, relativo al cambio di metodo di consolidamento di Endesa per 346 milioni di euro, all'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 per 138 milioni di euro, nonché all'incremento del margine energia elettrica, rilevato soprattutto nelle attività di vendita e distribuzione;
- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 337 milioni di euro, sostanzialmente riferibile per 267 milioni di euro al sopra citato cambio del metodo di consolidamento.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2010 è pari a 1.261 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, un incremento di 508 milioni di euro, di cui 370 milioni di euro riferibili alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa.

Risultati economici del primo semestre

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	10.258	4.406	5.852	2.451	1.379	1.072	1.557	728	829
America Latina	4.585	2.743	1.842	1.596	1.037	559	1.021	734	287
Totale	14.843	7.149	7.694	4.047	2.416	1.631	2.578	1.462	1.116

I *ricavi* del primo semestre 2010 sono in aumento di 7.694 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 5.852 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 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 antecedentemente a tale applicazione. A tali fenomeni si aggiungono maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 765 milioni di euro (che nel primo semestre 2009 risentivano di partite pregresse negative), nonché l'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 (253 milioni di euro) che comporta (a partire dal 1° luglio 2009) la rilevazione a Conto economico del ricavo a seguito della cessione da parte del cliente di attività funzionali alla fornitura di beni e servizi durante il periodo in cui ne è garantita l'accessibilità;
- > maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 1.842 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 (particolarmente in Brasile).

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 4.047 milioni di euro, in crescita di 1.631 milioni di euro (+67,5%) rispetto al primo semestre 2009. In particolare, si evidenzia:

- > l'aumento del margine operativo lordo in Europa per 1.072 milioni di euro, relativo al cambio di metodo di consolidamento di Endesa per 678 milioni di euro, all'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 per 253 milioni di euro, nonché all'incremento del margine energia elettrica, rilevato soprattutto nelle attività di vendita e distribuzione;
- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 559 milioni di euro, sostanzialmente riferibile per 510 milioni di euro al sopra citato cambio del metodo di consolidamento.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2010 è pari a 2.578 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, un incremento di 1.116 milioni di euro, di cui 718 milioni di euro riferibili alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 875 milioni di euro, in calo di 19 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2010 si riferiscono per 290 milioni di euro a impianti di generazione, tra cui in Cile la centrale a carbone Bocamina II.

Gli investimenti sulla rete elettrica, pari a 374 milioni di euro (di cui 291 milioni di euro in Europa), si riferiscono a interventi di ampliamento della rete di distribuzione, nonché ad attività finalizzate ad aumentare la qualità del servizio e l'efficienza operativa del sistema elettrico.

Internazionale

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

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

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne), 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), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa. I dati riferiti al primo semestre 2009 includono i risultati di SeverEnergia, società ceduta nella seconda metà del 2009.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre			
2010	2009	Variazioni				2010	2009	Variazioni	
10.983	9.030	1.953	21,6%	Termoelettrica		24.048	20.273	3.775	18,6%
3.436	3.062	374	12,2%	Nucleare		7.188	6.643	545	8,2%
1.490	1.374	116	8,4%	Idroelettrica		2.549	2.404	145	6,0%
4	-	4	-	Altre fonti		8	-	8	-
15.913	13.466	2.447	18,2%	Totale produzione netta		33.793	29.320	4.473	15,3%

La produzione netta effettuata all'estero nel primo semestre 2010 è pari a 33.793 milioni di kWh, con un incremento di 4.473 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2009 riferibile alla maggiore produzione di Enel OGK-5 (+3.550 milioni di kWh), di Enel Maritza East 3 (+470 milioni di kWh) e di Slovenské elektrárne (+453 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 secondo trimestre 2010 sono in linea con quelli del primo semestre.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

2° trimestre						Milioni di kWh		1° semestre					
2010		2009		Variazioni				2010		2009		Variazioni	
44	0,3%	42	0,3%	2	4,8%	Olio combustibile pesante (>0,25%)	90	0,3%	83	0,3%	7	8,4%	
4.040	26,2%	4.028	30,9%	12	0,3%	Gas naturale	9.726	29,1%	9.009	31,1%	717	8,0%	
7.634	49,5%	5.655	43,4%	1.979	35,0%	Carbone	15.873	47,5%	12.714	43,9%	3.159	24,8%	
3.699	24,0%	3.306	25,4%	393	11,9%	Combustibile nucleare	7.728	23,1%	7.161	24,7%	567	7,9%	
15.417	100,0%	13.031	100,0%	2.386	18,3%	Totale	33.417	100,0%	28.967	100,0%	4.450	15,4%	

La produzione termica lorda del primo semestre 2010 si incrementa di 4.450 milioni di kWh (+2.386 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010), attestandosi a 33.417 milioni di kWh (15.417 milioni di kWh al secondo trimestre 2010). L'incremento, che ha riguardato tutte le tipologie di combustibili e le tecnologie impiantistiche, 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 OGK-5 (2.919 milioni di kWh) e di Enel Maritza East 3 (521 milioni di kWh).

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre					
2010		2009		Variazioni		2010		2009		Variazioni	
Mercato libero:											
221	255	(34)	-13,3%	- Romania	434	561	(127)	-22,6%			
1.358	661	697	105,4%	- Francia	2.838	1.628	1.210	74,3%			
1.636	846	790	93,4%	- Russia	3.676	1.573	2.103	133,7%			
3.215	1.762	1.453	82,5%	Totale mercato libero	6.948	3.762	3.186	84,7%			
Mercato regolato:											
1.912	2.029	(117)	-5,8%	- Romania	4.193	4.396	(203)	-4,6%			
2.689	3.786	(1.097)	-29,0%	- Russia	6.025	7.977	(1.952)	-24,5%			
4.601	5.815	(1.214)	-20,9%	Totale mercato regolato	10.218	12.373	(2.155)	-17,4%			
7.816	7.577	239	3,2%	Totale	17.166	16.135	1.031	6,4%			
2.133	2.284	(151)	-6,6%	- di cui Romania	4.627	4.957	(330)	-6,7%			
1.358	661	697	105,4%	- di cui Francia	2.838	1.628	1.210	74,3%			
4.325	4.632	(307)	-6,6%	- di cui Russia	9.701	9.550	151	1,6%			

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel primo semestre 2010 si incrementano di 1.031 milioni di kWh (+239 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010), con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 1.210 milioni di kWh per effetto della maggiore *anticipated capacity* a disposizione rispetto all'analogo periodo del 2009 e al mercato russo per 151 milioni di kWh a seguito della maggiore richiesta di energia in Russia. Tale incremento è solo parzialmente compensato dalle minori vendite delle società rumene per 330 milioni di kWh, prevalentemente da attribuire al calo dei consumi rilevato in particolare nella regione servita da Enel Energie Muntenia.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro			1° semestre		
2010	2009	Variazione				2010	2009	Variazione
1.473	1.251	222	Ricavi			3.111	2.649	462
(8)	12	(20)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>			(13)	13	(26)
464	317	147	Margine operativo lordo			841	698	143
345	139	206	Risultato operativo			581	392	189
			Attività operative ⁽¹⁾			13.108	12.292 ⁽²⁾	816
			Passività operative ⁽³⁾			4.907	4.786 ⁽²⁾	121
			Dipendenti a fine periodo (n.)			15.457 ⁽⁴⁾	15.752 ⁽⁵⁾	(295)
			Investimenti			559	417	142

(1) Di cui 603 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

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

(3) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

(4) Include 554 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Al 31 dicembre 2009.

Risultati economici del secondo 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
Europa centrale	636	610	26	283	221	62	236	136	100
Europa sud-orientale	290	266	24	103	64	39	63	28	35
Russia	547	375	172	78	32	46	46	(25)	71
Totale	1.473	1.251	222	464	317	147	345	139	206

I ricavi del secondo trimestre 2010 sono in crescita di 222 milioni di euro (+17,7%) passando da 1.251 milioni di euro a 1.473 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 172 milioni di euro, prevalentemente riferibile a Enel OGK-5 (106 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergosbyt correlati essenzialmente all'incremento dei prezzi di vendita;
- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 26 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 28 milioni di euro, parzialmente compensati dai minori ricavi in Slovacchia per 2 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 24 milioni di euro, da collegare prevalentemente alla crescita dei ricavi delle società rumene per 26 milioni di euro, sostanzialmente riferibili all'applicazione dell'IFRIC 18.

Il margine operativo lordo ammonta a 464 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 147 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2009. Tale andamento è relativo:

- > all'incremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 62 milioni di euro conseguente al maggior margine realizzato da Slovenské elektrárne (57 milioni di euro) e da Enel France;

- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 46 milioni di euro, per effetto sostanzialmente del maggior margine di Enel OGK-5 pari a 21 milioni di euro e di RusEnergoSbyt per 17 milioni di euro, cui si aggiunge l'effetto positivo del deconsolidamento di SeverEnergia per 4 milioni di euro;
- > a un aumento del margine in Europa sud-orientale per 39 milioni di euro, sostanzialmente connesso al miglior margine realizzato in Romania per 41 milioni di euro (di cui 23 milioni di euro riferiti all'applicazione dell'IFRIC 18).

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2010 è pari a 345 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009 e tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 59 milioni di euro, un incremento di 206 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

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	1.327	1.290	37	502	499	3	371	331	40
Europa sud-orientale	611	575	36	172	116	56	93	53	40
Russia	1.173	784	389	167	83	84	117	8	109
Totale	3.111	2.649	462	841	698	143	581	392	189

I *ricavi* del primo semestre 2010 sono in crescita di 462 milioni di euro (+17,4%) passando da 2.649 milioni di euro a 3.111 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 389 milioni di euro, prevalentemente riferibile a Enel OGK-5 (214 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergoSbyt correlati alle maggiori quantità vendute in un regime di prezzi crescenti;
- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 37 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 31 milioni di euro e ai maggiori ricavi in Slovacchia per 6 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 36 milioni di euro, da collegare alla crescita dei ricavi delle società rumene per 22 milioni di euro, sostanzialmente riferibili all'applicazione dell'IFRIC 18, e di Enel Maritza East 3 per 14 milioni di euro correlata all'aumento dei prezzi di vendita così come definiti dal *Purchase Price Agreement* e dal pieno funzionamento degli impianti.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 841 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 143 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009. Tale andamento è relativo:

- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 84 milioni di euro, per effetto sostanzialmente del maggior margine di Enel OGK-5 pari a 44 milioni di euro e di RusEnergoSbyt per 28 milioni di euro, cui si aggiunge l'effetto positivo del deconsolidamento di SeverEnergia per 8 milioni di euro;
- > a un aumento del margine in Europa sud-orientale per 56 milioni di euro, il cui incremento è sostanzialmente connesso al miglior margine realizzato in Romania per 48 milioni di euro (di cui 23 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 un andamento in linea del margine operativo lordo in Europa centrale, rispetto al primo semestre 2009, in quanto il maggior margine realizzato da Slovenské elektrárne per 17 milioni di euro (da riferire prevalentemente all'effetto congiunto del rilascio del fondo rischi per *decommissioning* nucleare e del minor margine di generazione a seguito dei minori prezzi unitari di vendita) è stato parzialmente compensato dal minor margine di Enel France, da attribuire alla sfavorevole dinamica dei prezzi nei periodi a confronto.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2010 è pari a 581 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2009, un incremento di 189 milioni di euro (+48,2%) tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 46 milioni di euro.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 559 milioni di euro, in aumento di 142 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione si riferisce per 43 milioni di euro ai maggiori investimenti in impianti di generazione, che nel primo semestre 2010 sono pari a 359 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 in coerenza con le strategie del Gruppo Enel. 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 (già Italgest Wind), Enel Green Power Strambino Solar, Altomonte FV (già Resit Altomonte), Enerlive ed Enel Green Power TSS (già Anemos 1)), 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, consolidata fino a tale riorganizzazione nel Gruppo Endesa, è entrata a far parte della Divisione Energie Rinnovabili. Pertanto, a partire da tale riorganizzazione, i dati, precedentemente classificati nella Divisione Iberia e America Latina, sono inclusi nella Divisione Energie Rinnovabili.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre			
2010	2009	Variazioni				2010	2009	Variazioni	
Italia:									
2.083	2.112	(29)	-1,4%	Idroelettrica	3.514	3.618	(104)	-2,9%	
1.264	1.250	14	1,1%	Geotermoelettrica	2.512	2.477	35	1,4%	
148	94	54	57,4%	Eolica	368	241	127	52,7%	
-	1	(1)	-	Altre fonti	-	1	(1)	-	
3.495	3.457	38	1,1%	Totale produzione netta in Italia	6.394	6.337	57	0,9%	
Estero:									
1.125	1.190	(65)	-5,5%	Idroelettrica	2.259	2.339	(80)	-3,4%	
54	42	12	28,6%	Geotermoelettrica	133	48	85	177,1%	
1.079	479	600	125,3%	Eolica	1.811	1.042	769	73,8%	
153	72	81	112,5%	Altre fonti	230	154	76	49,4%	
2.411	1.783	628	35,2%	Totale produzione netta all'estero	4.433	3.583	850	23,7%	
5.906	5.240	666	12,7%	TOTALE	10.827	9.920	907	9,1%	

La produzione netta della Divisione aumenta nel primo semestre 2010 di 907 milioni di kWh (+9,1%) raggiungendo i 10.827 milioni di kWh (5.906 milioni di kWh nel secondo trimestre 2010). Tale incremento è attribuibile per 850 milioni

di kWh alla maggior generazione all'estero (+628 milioni di kWh nel secondo 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, oltreché dell'avvio del parco eolico di Codesas II. 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). Nei due periodi di riferimento la generazione in Italia risulta sostanzialmente in linea con i valori registrati negli esercizi precedenti, in quanto la maggiore produzione eolica e geotermoelettrica (quest'ultima derivante dalla fermata di taluni impianti nel primo trimestre 2009) risulta parzialmente compensata dalla riduzione della produzione idroelettrica dovuta alla minore idraulicità del periodo.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro			1° semestre		
2010	2009	Variazione				2010	2009	Variazione
517	448	69	Ricavi			974	863	111
38	37	1	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>			63	46	17
325	327	(2)	Margine operativo lordo			651	620	31
233	269	(36)	Risultato operativo			495	507	(12)
			Attività operative ⁽¹⁾			8.840	6.423 ⁽²⁾	2.417
			Passività operative			1.018	804 ⁽²⁾	214
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽³⁾			2.907	2.685 ⁽²⁾	222
			Investimenti			339	326	13

(1) Di cui 69 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

(2) Al 31 dicembre 2009.

(3) Include 6 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici del secondo 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	344	320	24	235	238	(3)	196	204	(8)
Iberia e America Latina	142	84	58	69	57	12	28	43	(15)
Nord America	31	44	(13)	21	32	(11)	9	22	(13)
Totale	517	448	69	325	327	(2)	233	269	(36)

I ricavi sono in aumento di 69 milioni di euro (+15,4%) passando da 448 milioni di euro a 517 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 58 milioni di euro a seguito della citata variazione di perimetro e della maggiore produzione eolica in Spagna;
- > ai maggiori ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 24 milioni di euro a seguito di:
 - maggiori ricavi di Enel.si per 30 milioni di euro per vendita di pannelli fotovoltaici;
 - maggiori vendite in Italia di certificati verdi per 18 milioni di euro;
 - maggiori ricavi in Grecia a seguito della maggiore produzione eolica, pur in presenza di una riduzione dei prezzi medi di vendita;

- minori vendite di energia elettrica per 30 milioni di euro, prevalentemente riferibili a minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (52 milioni di euro) e minori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica (3 milioni di euro), parzialmente compensati da maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 30 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 minori ricavi in Nord America per 13 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 325 milioni di euro e presenta un andamento in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (327 milioni di euro); tale andamento è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina per 12 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;
- > al decremento del margine realizzato in Nord America per 11 milioni di euro;
- > alla riduzione del margine in Italia e nel resto d'Europa per 3 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del minor margine energia elettrica realizzato in Italia per 18 milioni di euro e del decremento dei contributi in conto esercizio; tali effetti sono parzialmente compensati dai maggiori margini realizzati in Grecia e dall'incremento del margine di Enel.si per 7 milioni di euro.

Il *risultato operativo* è pari a 233 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al secondo trimestre 2009, un decremento di 36 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 34 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alla variazione del perimetro di consolidamento.

Risultati economici del primo semestre

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	656	639	17	470	478	(8)	395	411	(16)
Iberia e America Latina	243	182	61	132	125	7	76	100	(24)
Nord America	75	42	33	49	17	32	24	(4)	28
Totale	974	863	111	651	620	31	495	507	(12)

I *ricavi* sono in aumento di 111 milioni di euro (+12,9%) passando da 863 milioni di euro a 974 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 61 milioni di euro a seguito della citata variazione di perimetro e della maggiore produzione eolica in Spagna;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 33 milioni di euro (dovuti a maggiori ricavi da vendita di energia elettrica e da *tax partnership*, nonché alla rilevazione nel primo semestre 2009 di alcune partite pregresse negative);
- > all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 17 milioni di euro a seguito di:

- maggiori ricavi di Enel.si per 42 milioni di euro, prevalentemente connessi alla vendita di pannelli fotovoltaici;
- maggiori vendite in Italia di certificati verdi per 24 milioni di euro;
- maggiori ricavi in Francia e Grecia per 13 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 53 milioni di euro, prevalentemente riferibili a minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (55 milioni di euro), minori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica (33 milioni di euro) e minori ricavi da impianti non rilevanti ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04 (5 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati da maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 40 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.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 651 milioni di euro, in crescita di 31 milioni di euro (+5,0%) rispetto al primo semestre 2009; tale crescita è riferibile:

- > all'incremento del margine realizzato in Nord America per 32 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle partite pregresse negative rilevate nel primo semestre 2009, cui si aggiunge l'effetto della maggiore produzione effettuata;
- > all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina, pari a 7 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;
- > alla riduzione del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 8 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del minor margine energia elettrica realizzato in Italia per 26 milioni di euro (che sconta minori partite pregresse positive per 19 milioni di euro, pur in presenza di risultati positivi della gestione del rischio *commodity* per 8 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 11 milioni di euro.

Il *risultato operativo* è pari a 495 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al primo semestre 2009, un decremento di 12 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 43 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alla variazione del perimetro di consolidamento.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 339 milioni di euro, con un incremento di 13 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti del primo semestre 2010 sono stati realizzati in Italia per 211 milioni di euro (112 milioni di euro nel primo semestre 2009) e all'estero per 128 milioni di euro (214 milioni di euro nel primo semestre 2009) e si riferiscono prevalentemente a interventi su impianti di generazione di energia elettrica (per 334 milioni di euro), di cui 216 milioni di euro riferiti a impianti con fonti energetiche alternative (in prevalenza eolica), 68 milioni di euro su impianti geotermoelettrici e 50 milioni di euro connessi a centrali idroelettriche.

Capogruppo, Servizi e Altre attività

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2010	2009	Variazione		2010	2009	Variazione
Capogruppo						
187	173	14	Ricavi	323	356	(33)
(5)	18	(23)	Margine operativo lordo	(3)	54	(57)
(7)	16	(23)	Risultato operativo	(6)	50	(56)
			Attività operative	1.125	1.229 ⁽¹⁾	(104)
			Passività operative	1.472	1.090 ⁽¹⁾	382
			Dipendenti a fine periodo (n.)	782	731 ⁽¹⁾	51
Servizi e Altre attività						
276	259	17	Ricavi	524	509	15
41	54	(13)	Margine operativo lordo	73	89	(16)
12	28	(16)	Risultato operativo	19	40	(21)
			Attività operative	2.445	2.197 ⁽¹⁾	248
			Passività operative	1.325	1.612 ⁽¹⁾	(287)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	4.136	4.168 ⁽¹⁾	(32)
			Investimenti	34	31	3

(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 secondo trimestre

I ricavi del secondo trimestre 2010 risultano pari a 187 milioni di euro, con un incremento di 14 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+8,1%) riferibile a:

- > maggiori ricavi per attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo per 13 milioni di euro;
- > ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico sostanzialmente in linea (+1 milione di euro).

Il *margine operativo lordo* del secondo trimestre 2010, negativo per 5 milioni di euro, registra un decremento di 23 milioni di euro; tale andamento è connesso alla riduzione del margine energia (15 milioni di euro), all'adeguamento positivo per 15 milioni di euro rilevato nel secondo trimestre 2009, con effetto a Conto economico, di fondi per rischi e oneri e ai minori costi operativi per 3 milioni di euro.

Il *risultato operativo* è negativo per 7 milioni di euro, in diminuzione di 23 milioni di euro rispetto a quello del secondo trimestre 2009, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Risultati economici del primo semestre

I ricavi del primo semestre 2010 risultano pari a 323 milioni di euro, con un decremento di 33 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-9,3%) riferibile a:

- > minori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 22 milioni di euro dovuti essenzialmente alla riduzione del prezzo medio di vendita di energia elettrica con quantità sostanzialmente invariate;
- > minori ricavi per attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo per 11 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* del primo semestre 2010, negativo per 3 milioni di euro, registra un decremento di 57 milioni di euro; tale andamento è connesso alla riduzione del margine energia (32 milioni di euro), all'adeguamento positivo per 15 milioni di euro rilevato nel secondo trimestre 2009, con effetto a Conto economico, di fondi per rischi e oneri e ai maggiori costi operativi per 10 milioni di euro.

Il *risultato operativo* è negativo per 6 milioni di euro, in diminuzione di 56 milioni di euro rispetto a quello del primo semestre 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 secondo trimestre

I ricavi dell'area Servizi e Altre attività del secondo trimestre 2010 sono pari a 276 milioni di euro, con un incremento di 17 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2009. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per servizi informatici per 11 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 (2 milioni di euro) e dalla riduzione dei ricavi per servizi immobiliari.

Il *marginale operativo lordo* del secondo trimestre 2010 è pari a 41 milioni di euro, con un decremento di 13 milioni di euro (-24,1%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento è riferibile essenzialmente all'effetto positivo conseguente all'adeguamento nel secondo trimestre 2009, a seguito di una revisione delle stime delle passività rilevate in precedenza per incentivazione all'esodo, nonché alle citate minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati; tali effetti sono parzialmente compensati dalle maggiori prestazioni di servizi informatici.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2010 si attesta a 12 milioni di euro, in diminuzione di 16 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2009, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 3 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

I ricavi dell'area Servizi e Altre attività del primo semestre 2010 sono pari a 524 milioni di euro, con un incremento di 15 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2009. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per servizi informatici per 17 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 (6 milioni di euro) e dalla riduzione dei ricavi per servizi immobiliari.

Il *marginale operativo lordo* del primo semestre 2010 è pari a 73 milioni di euro, con un decremento di 16 milioni di euro (-18,0%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento è riferibile essenzialmente all'effetto positivo conseguente all'adeguamento nel secondo trimestre 2009, a seguito di una revisione delle stime delle passività rilevate in precedenza per incentivazione all'esodo, nonché alle citate minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati; tali effetti sono parzialmente compensati dalle maggiori prestazioni di servizi informatici.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2010 si attesta a 19 milioni di euro, in diminuzione di 21 milioni di euro rispetto al primo semestre 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*.

Principali rischi e incertezze

Liberalizzazione dei mercati e cambiamenti regolatori

I mercati energetici nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva liberalizzazione, che viene attuata in diversa misura e con tempistiche differenti da Paese a Paese.

Come risultato di questi processi il Gruppo è esposto a una crescente pressione competitiva derivante dall'ingresso di nuovi operatori e dallo sviluppo di mercati organizzati.

I rischi di *business* che derivano dalla naturale partecipazione del Gruppo a mercati che presentano queste caratteristiche sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore, con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica. In particolare, le azioni poste in essere hanno prodotto lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero in una logica di integrazione a valle sui mercati finali, l'ottimizzazione del *mix* produttivo migliorando la competitività degli impianti sulla base di una *leadership* di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con adeguati piani di investimento in diversi Paesi.

Spesso il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo stesso.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali fattori si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto regolatorio.

Per il secondo semestre 2010 non sono attesi cambiamenti nel quadro regolatorio che possano modificare in modo significativo l'assetto dei mercati in cui opera il Gruppo.

Emissione CO₂

L'emissione di anidride carbonica (CO₂), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, costituisce una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando.

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica

(CO₂) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂ il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il *mix* produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

La copertura del fabbisogno dei diritti di emissione per il secondo semestre 2010 non presenta rischi di rilievo.

Prezzo *commodity* e continuità degli approvvigionamenti

Per la natura del proprio *business* il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che ne possono influenzare in modo significativo i risultati.

Per mitigare tale esposizione il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili per le forniture ai clienti finali o a operatori del mercato all'ingrosso.

Si è dotato, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio *commodity* residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati.

Per una disamina dell'attività di gestione del rischio *commodity* e del portafoglio di derivati in essere si rimanda alla nota 2 del bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché incentivando la costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Rischio credito

Nello svolgimento delle attività commerciali e finanziarie il Gruppo è esposto al rischio che le proprie controparti possano risultare incapaci di far fronte in tutto o in parte ai propri impegni, siano essi il pagamento di beni già consegnati o servizi resi, siano i flussi di pagamento previsti dai contratti finanziari derivati.

Per minimizzare tali rischi il Gruppo valuta preventivamente il merito creditizio delle controparti cui affidare le esposizioni più rilevanti in base a informazioni fornite da società indipendenti e a modelli di valutazione interni.

Questo processo prevede l'assegnazione di un limite di affidamento per ciascuna controparte, la richiesta di opportune garanzie per le esposizioni che eccedono tali limiti, nonché il monitoraggio periodico dell'esposizione.

Per specifiche porzioni del proprio portafoglio clienti, inoltre, si ricorre a una copertura assicurativa presso primarie società di assicurazione del credito.

Rischio di liquidità

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International, la funzione di tesoreria centralizzata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate International Endesa BV ed Endesa Capital SA), sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e utilizzando una pluralità di fonti di finanziamento e assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Rischi connessi al *rating*

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l'altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo. L'attuale *rating* di Enel è pari a: (i) "A-", con *outlook* stabile, secondo Standard & Poor's; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch; e (iii) "A2", con *outlook* negativo, secondo Moody's. Il "*credit watch*" negativo è stato rimosso nel corso dell'anno da tutte le agenzie.

Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Rischio di tasso di cambio e di tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e, in maniera marginale, dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi. La principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense.

Nel corso dell'esercizio la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto delle politiche di gestione interne di gestione dei rischi, che prevedono la copertura delle esposizioni significative, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per Enel deriva dall'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile. Al fine di ottenere una struttura dell'indebitamento bilanciata, Enel gestisce tale rischio riducendo l'ammontare dei debiti finanziari soggetti alla variazione dei tassi di interesse, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati.

Le politiche di gestione poste in essere da Enel SpA sono volte altresì a ottimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l'allocazione ottimale delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari.

In base a tali politiche, l'operatività in derivati per la gestione dei rischi di tasso di interesse e di cambio viene effettuata avendo particolare riguardo, tra l'altro, alla selezione delle controparti finanziarie e al monitoraggio delle relative esposizioni e livelli di *rating*.

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla nota 2 del bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Altri rischi

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità possono rappresentare ulteriori rischi legati al *business* del Gruppo. Per mitigare tali rischi il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, *survey* tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi, nonché alle *best practice* internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali sia alla tutela dell'Azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas. Come parte della propria strategia volta a mantenere e sviluppare una *leadership* di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei propri impianti. Tali progetti sono esposti ai rischi tipici dell'attività costruttiva, che il Gruppo tende a mitigare attraverso la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il Gruppo Enel dispone di capacità e strategie idonee a cogliere le opportunità derivanti dalla ripresa della richiesta di energia elettrica che nel corso del primo semestre 2010 si è evidenziata in tutti i principali Paesi in cui il medesimo Gruppo opera e che si prevede possa continuare anche nella seconda parte dell'anno.

Su queste basi, il Gruppo Enel proseguirà i programmi volti ad affermare la propria *leadership* nei mercati di riferimento, potendo beneficiare di una struttura di costi competitiva e di una diversificazione ottimale degli impianti, e continuerà inoltre a investire nella ricerca e nello sviluppo delle fonti rinnovabili. Le sinergie derivanti dalla sempre maggiore integrazione con Endesa e i programmi di eccellenza operativa già in corso consentiranno il rafforzamento della *leadership* di costo.

Si prevede inoltre che le operazioni straordinarie di ottimizzazione del portafoglio programmate, unitamente alla generazione della cassa operativa, permetteranno di ridurre il livello di indebitamento.

I risultati operativi conseguiti nel semestre confermano la validità della strategia di espansione internazionale e consentono di prevedere per il 2010 un margine operativo lordo superiore a quello già indicato al mercato.

Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi 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. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende 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.

Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 34 al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Ricerca e sviluppo

Le attività di Innovazione e Ricerca nel primo semestre 2010 sono state concentrate, in coerenza con le priorità del Piano dell'Innovazione Tecnologica di Enel 2010-2014:

- > nel campo della generazione fossile con *focus* sui temi della cattura e sequestro della CO₂, dell'idrogeno, dell'abbattimento delle emissioni e dell'aumento dell'efficienza negli impianti di produzione;
- > nel campo delle rinnovabili con *focus* su solare fotovoltaico, solare termodinamico, geotermia, eolico, biomasse;
- > nel campo delle *smart grid*;
- > nel campo della generazione distribuita;
- > nel campo dell'efficienza energetica;
- > nel campo della mobilità elettrica.

Il Piano dell'Innovazione Tecnologica 2010-2014 è stato sviluppato in forma integrata con Endesa, con la quale sono state condivise le priorità e integrati i progetti di ricerca e sviluppo, evitando duplicazioni di attività e garantendo attraverso gruppi di lavoro dedicati lo scambio di esperienze e *know-how* sui progetti di comune interesse.

Qui di seguito le principali attività svolte e i risultati raggiunti nel primo semestre.

Generazione termoelettrica a zero emissioni - Cattura e sequestro della CO₂ (CCS)

Enel è tra le imprese capofila nella sperimentazione delle tecnologie per la CCS con attività sulla cattura della CO₂ dai fumi delle centrali a carbone (cattura post-combustione), sulle tecnologie di combustione innovativa in ossigeno e di gassificazione dei combustibili fossili (cattura pre-combustione), sulle soluzioni per lo stoccaggio della CO₂.

Cattura post-combustione e sequestro geologico

L'impegno di Enel prevede la realizzazione di un impianto pilota di cattura e trasporto a Brindisi e di un impianto dimostrativo con cattura, trasporto e sequestro a Porto Tolle (Rovigo), per il quale Enel ha ottenuto a fine 2009 un finanziamento in ambito "European Energy Plan for Recovery" per 100 milioni di euro.

Nel primo semestre 2010 è stata completata la costruzione dell'impianto pilota di cattura di CO₂ integrato presso la centrale Federico II di Brindisi. Questo

impianto pilota, uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo, consente di trattare 10.000 Nm³/h di fumi per separare 15-20.000 t/a di CO₂ e permetterà di ottimizzare il processo di cattura, rafforzando il *know-how* di Enel in vista della realizzazione dell'impianto dimostrativo su scala industriale (circa 250 MWe equivalenti) di Porto Tolle.

È stata inoltre completata la caratterizzazione e selezione preliminare delle aree idonee per il sito di stoccaggio geologico per il progetto dimostrativo di Porto Tolle. Parallelamente, sono proseguite le attività di sperimentazione su scala pilota di coltivazione algale finalizzata alla cattura biologica della CO₂ a Brindisi.

In Spagna, sul fronte della cattura post-combustione, è stato attivato l'impianto pilota di 300 kWth a Compostilla per la cattura post-combustione con ammine, realizzato nell'ambito del progetto "CENIT CO₂", che sarà esercito nel quadro del progetto "MENOS CO₂". Per quanto riguarda la ricerca per la cattura biologica della CO₂ attraverso alghe e la valorizzazione nel concetto di bio-raffineria, un impianto pilota con 500 metri quadrati di foto-bioreattori è stato già costruito presso la centrale a carbone di Litoral de Almería.

Combustione in ossigeno

Nell'ambito del Gruppo Enel, il filone della CCS con combustione in ossigeno viene sviluppato principalmente attraverso il progetto dimostrativo di Endesa a Compostilla, realizzato in collaborazione con CIUDEN e Foster Wheeler, anch'esso selezionato e beneficiario di finanziamenti europei nell'ambito del "Recovery Plan" dell'Unione Europea per 180 milioni di euro.

È stata avviata da CIUDEN la costruzione delle caldaie per l'impianto pilota, che dovranno essere in esercizio il prossimo anno. Per quanto riguarda le fasi di sequestro, sono già iniziate le ricerche geologiche per la caratterizzazione delle due aree (in Castiglia e Aragona) selezionate per lo stoccaggio geologico della CO₂. Nell'ambito della combustione in ossigeno, l'impegno di Enel in Italia è invece finalizzato a valutare le potenzialità della tecnologia di combustione in ossigeno in pressione (sviluppo basato sulla tecnologia ITEA). Ad aprile 2010 Enel e ITEA hanno siglato un accordo per la prosecuzione della collaborazione in questo ambito finalizzata allo studio di fattibilità e di competitività per la realizzazione di un impianto dimostrativo di scala industriale basato sulla tecnologia ITEA.

Cattura pre-combustione

Nell'ambito della cattura pre-combustione, che utilizza la tecnologia di gassificazione dei combustibili fossili, Enel ha concentrato la sua attività sulla messa a punto di sistemi per l'utilizzo dell'idrogeno, prodotto del processo di separazione. Nel primo semestre 2010 è proseguita la messa a punto dell'impianto alimentato a idrogeno di Fusina (Venezia), la cui costruzione è terminata nel 2009.

Il tema della gassificazione del carbone viene sviluppato a livello di Gruppo anche attraverso la partecipazione congiunta di Endesa e di Enel all'impianto Elcogas di Puertollano, in Spagna.

Aumento dell'efficienza negli impianti a carbone

Enel partecipa attivamente a progetti internazionali per lo studio di componenti ottimizzati per impianti a carbone ad alta efficienza: in pochi anni, con lo sviluppo di tecnologie che consentiranno di incrementare la temperatura (700 °C), sarà possibile realizzare impianti con un'efficienza superiore al 50%.

Nel primo semestre 2010 Enel ha finalizzato la propria candidatura in ambito VGB per la realizzazione presso una centrale Enel di un impianto pilota per il test

di materiali innovativi a 700 °C (leghe di nichel), nell'ambito di un programma di ricerca con *partner* internazionali.

L'aumento di efficienza degli impianti a carbone è cruciale anche come fattore abilitante per lo sviluppo delle tecnologie per la cattura e sequestro della CO₂.

Generazione da fonti rinnovabili

Le attività nel campo delle rinnovabili si concentrano sul solare fotovoltaico (caratterizzazione delle prestazioni dei sistemi commerciali e innovativi in ambiente reale, sviluppo di sistemi innovativi a concentrazione, monitoraggio delle prestazioni), sul solare termodinamico (sviluppo di schemi impiantistici innovativi con *focus* su aumento di efficienza e riduzione dei costi), sull'eolico (previsione della produzione), sulle biomasse (utilizzo di biomasse in co-combustione e analisi di bacini potenziali per sviluppo della filiera corta), su geotermia innovativa, sull'energia dal mare, su sistemi di generazione distribuita a basso costo per la fornitura di elettricità e sistemi di accumulo in località remote. Queste le principali attività e i principali risultati del primo semestre 2010.

Solare termodinamico

È stata completata la costruzione e avviato il *commissioning* sperimentale dell'impianto "Archimede", innovativo impianto solare termodinamico dimostrativo (5 MW) a collettori parabolici lineari su tecnologia ENEA, accoppiato all'esistente centrale a ciclo combinato di Priolo Gargallo (Siracusa). Con questa tecnologia all'avanguardia (si tratta del primo impianto dimostrativo al mondo) è possibile incrementare l'efficienza dell'impianto, garantendo una maggiore producibilità, grazie alla possibilità di sfruttare la capacità dei sali fusi di raggiungere temperature superiori ai 500 °C; in parallelo è stato avviato uno studio di fattibilità per lo sviluppo di un sistema basato sui risultati del progetto "Archimede" e con *focus* sulla riduzione del costo di produzione.

In Spagna Endesa ha sviluppato attività sperimentali nell'ambito della generazione diretta di vapore (progetto GDV 500), per testare le componenti chiave di impianto. Nel corso del 2010 sono iniziate le operazioni del primo ciclo CSP e le prove dei sistemi di accumulo di energia su solidi (cemento) e PCM (*Phase Change Materials*).

Fotovoltaico innovativo

È stato completato lo sviluppo a Catania del laboratorio solare, con attrezzature avanzate, che consente la verifica delle prestazioni di sistemi fotovoltaici innovativi e lo sviluppo di nuove soluzioni con maggiori rendimenti di conversione e costi contenuti. Sono state completate le prove di caratterizzazione e comparazione di numerosi sistemi commerciali e innovativi. È stata avviata la collaborazione con STM e Sharp per lo sviluppo di un programma di ricerca e sperimentazione congiunto su moduli innovativi a basso costo.

Geotermia innovativa

Enel è impegnata nello studio di un ciclo organico supercritico a elevate prestazioni che permetterà di realizzare impianti geotermici a più alta efficienza in presenza di fonte geotermica a bassa entalpia. Sono state avviate presso l'Area Sperimentale di Livorno le attività per la costruzione di un circuito pilota prototipale da 500 kWe, realizzato in collaborazione con Turboden.

Biomasse e Combustibile da Rifiuti

Enel concentra le sue attività sulle biomasse e sul Combustibile da Rifiuti (CdR) in co-combustione nelle centrali a carbone.

È stato condotto il monitoraggio delle unità 3 e 4 della centrale di Fusina alimentata, in co-combustione, con CdR e carbone (5% CdR - 95% carbone); quest'attività, condotta all'interno di un progetto europeo coordinato da Enel, consente di studiare il comportamento di una centrale "tradizionale" quando viene alimentata con combustibili da biomasse per la produzione di energia rinnovabile.

Eolico

È stata avviata la raccolta dei dati di esercizio dei parchi eolici di Enel ed è in corso lo sviluppo di un sistema di previsione a breve termine della produzione, con l'obiettivo di prevedere quando e quanta energia elettrica verrà prodotta per facilitare la gestione dei flussi di energia immessi nella rete elettrica. È inoltre in corso un progetto per la caratterizzazione di generatori eolici di piccola taglia dedicati alla produzione domestica distribuita: sono stati selezionati gli impianti da caratterizzare ed è in corso la realizzazione della stazione di prova.

Accumulo energetico

Enel realizza una *test-facility* sull'accumulo energetico a Livorno, dedicata alla tematica dell'accumulo elettrico, particolarmente rilevante per le problematiche legate alla gestione della rete elettrica e dell'integrazione dei sistemi di generazione distribuita nella rete. Sono in corso le attività di realizzazione della *test-facility* ed è stato avviato il *procurement* delle batterie che saranno oggetto della sperimentazione (Vanadio, Ioni di Litio, ZEBRA).

Il progetto italiano si integra con il progetto "Store" di Endesa, sviluppato in Spagna, che prevede il *test* sul campo di diverse tecnologie di accumulo (batterie NaS sodio-zolfo, batterie zinco-bromo).

Efficienza energetica e servizi post-contatore

Sono proseguite le attività nell'ambito del progetto "Casa Enel", finalizzato allo sviluppo di servizi a valore aggiunto all'utente finale per la gestione efficiente delle utenze energetiche domestiche. In particolare, è stata completata la selezione preliminare delle soluzioni tecniche per l'avvio di una fase pilota di offerta di servizi post-contatore ai clienti.

Interessanti spunti ed esperienza su questo fronte potranno venire dallo sviluppo del progetto "Malaga Smart City", sviluppato in Spagna da Endesa, anche con la partecipazione di Enel. A giugno 2010 i primi 400 "smart meter" sono stati installati, mentre l'illuminazione pubblica basata su LED è in fase di avviamento. Nell'ambito delle attività per lo sviluppo di soluzioni integrate sistemi di generazione-sistemi di accumulo-sistemi per la gestione della rete, è stato avviato il progetto "Navicelli", che ha come obiettivo lo sviluppo e la sperimentazione di nuovi sistemi di gestione delle reti termiche ed elettriche di un distretto energetico di tipo terziario-industriale in grado di interagire con la

rete elettrica di distribuzione, in modo da ottimizzare la rete locale e la fornitura di servizi alla rete. Il progetto ha ottenuto un finanziamento da parte della Regione Toscana.

Smart grid

È proseguita l'attività di sviluppo delle reti attive (*smart grid*) nell'ambito del progetto europeo "ADDRESS", di cui Enel Distribuzione è capofila e coordinatore, che prevede la definizione di un nuovo modello di infrastruttura, con l'inclusione di nuovi sistemi di rete, in grado di gestire attivamente la generazione distribuita, sistemi di compensazione e carichi. In Spagna, le attività su *smart grid* previste per il progetto "Smart City" sono iniziate a Malaga. La rete di PLC e l'automazione della rete di MT/BT sono già in esercizio.

Mobilità elettrica

Il progetto "Auto Elettrica" prevede lo sviluppo di un modello integrato di mobilità che dia forte impulso alla diffusione dei veicoli elettrici sia in ambito privato sia nel settore *business* e che permetterà di aumentare l'efficienza degli usi finali dell'energia. Nel 2009 Enel ha firmato un primo accordo con Daimler-Mercedes per la realizzazione, a partire dal 2010, di un progetto pilota in cui *Smart* fornirà 100 auto elettriche, mentre Enel svilupperà l'infrastruttura di ricarica, con almeno 400 punti dedicati situati nei *box* e parcheggi dei clienti e in punti strategici delle tre città campione, Roma, Pisa e Milano. Il progetto riunisce la competenza specifica e la notevole esperienza di due grandi realtà aziendali, con lo scopo di dare un contributo alla mobilità sostenibile nei contesti urbani. Nel corso del primo semestre è stata completata la selezione dei clienti, la definizione dei piani di installazione e la progettazione delle infrastrutture di ricarica intelligenti. Altri importanti accordi sono stati firmati con Piaggio, per sostenere lo sviluppo dei veicoli elettrici commerciali e degli scooter ibridi, e con l'alleanza Renault-Nissan.

In Spagna Endesa ha firmato accordi con i comuni di Madrid, Siviglia e Barcellona nel quadro del progetto MOVELE per pianificare l'installazione di più di 400 punti di ricarica.

Endesa ha anche firmato accordi con diversi importanti produttori e distributori del settore *automotive* (Peugeot, Mitsubishi, Toyota, Piaggio, Bergé) per avviare collaborazioni preferenziali. In questo quadro i primi veicoli elettrici sono già stati testati presso la sede di Madrid.

Inoltre, è stata avviata con SGTE e Marubeni una collaborazione per lo sviluppo di sistemi di ricarica rapida, con un piano di ulteriore sviluppo previsto con diversi tipi di configurazione pilota in Spagna.

Il progetto "Porti verdi" consiste nella definizione di una offerta integrata di servizi ai grandi porti italiani, interessati allo sviluppo di attività di elevato valore ambientale, al fine di ridurre le emissioni inquinanti e climalteranti causate dal traffico marittimo nelle aree portuali.

In particolare, nell'ambito di un accordo con l'Autorità portuale di Civitavecchia (con la quale Enel ha siglato uno specifico accordo) è stato realizzato dalla Divisione Ingegneria e Innovazione Area Tecnica Sviluppo e Realizzazione Impianti

il progetto di elettrificazione di una banchina del Porto di Civitavecchia ("*cold ironing*"), per l'alimentazione elettrica delle navi da crociera in ambito portuale. Allo sviluppo di tale tecnologia altamente innovativa potranno essere aggiunte offerte da parte delle specifiche Divisioni aziendali di altri prodotti e servizi, tra cui: mobilità elettrica per il trasporto di persone e merci, illuminazione artistica a elevata efficienza, impianti di produzione da fonti rinnovabili, offerte di energia abbinate all'efficiamento energetico degli edifici portuali. Sono state avviate relazioni e firmati specifici nuovi accordi con le Autorità portuali di La Spezia e di Venezia per lo studio e la realizzazione dei primi progetti.

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel primo semestre 2010 sono proseguite le attività di consolidamento dell'assetto organizzativo di Gruppo al fine di accelerare il processo di integrazione e meglio perseguire il raggiungimento delle sinergie individuate.

Nell'ambito delle funzioni *Corporate*, la *mission* della funzione *Group Risk Management* è stata maggiormente focalizzata sui rischi cosiddetti "rilevanti", in termini di impatto (rischio finanziario, operativo, strategico e *business*) sui risultati economici, finanziari e patrimoniali del Gruppo e delle Divisioni/società; inoltre, sono stati avviati tutti i progetti volti alla ridefinizione delle strutture e dei processi di *Risk Management* nelle Divisioni del Gruppo.

Con riferimento alle attività di *business*:

- > la Divisione Energie Rinnovabili ha modificato in modo sostanziale il suo modello di funzionamento accentrando le funzioni *Business Development*, *Acquisti*, *Engineering & Construction*, al fine di massimizzare le leve strategiche funzionali al conseguimento degli obiettivi di sviluppo anche in vista della probabile apertura del capitale a investitori di minoranza;
- > sono proseguite le azioni necessarie alla separazione funzionale dell'attività di distribuzione della Divisione Infrastrutture e Reti, coerentemente con gli aggiornamenti delle disposizioni normative in materia di *unbundling*;
- > nell'ambito del progetto "*Performance Improvement*" Enel ed Endesa, finalizzato alla creazione di valore derivante dal conseguimento di sinergie, sono state identificate le seguenti iniziative di carattere organizzativo, attualmente in corso di sviluppo:
 - *Commodities Trading*: accentramento in Enel Trade delle attività di "*market execution*";
 - *Power Trading*: accentramento in Enel Trade delle attività nei mercati elettrici europei (esclusa la penisola iberica nella quale opera Endesa);
 - *Coal, Liquids and Freight*: coordinamento a livello centrale attraverso l'individuazione di un *Lead Buyer* al fine di assicurare le richieste di approvvigionamento, di ottimizzare i costi e garantire le sinergie nel Gruppo;
 - Gas: creazione di un Comitato Operativo Gas con il compito di conseguire le sinergie pianificate;
 - CO₂: creazione di un presidio centrale di *carbon strategy* per la definizione e l'attuazione della strategia di *compliance*, delle attività di *origination*, della ottimizzazione di portafoglio e della valorizzazione commerciale in tutti i *carbon credit market*.

Infine, nell'ambito delle attività finalizzate all'integrazione:

- > è stata definita la *governance* relativa alla gestione del portale *Global In Enel*, finalizzato alla costituzione di una nuova Intranet aziendale volta a promuovere la condivisione di progetti, cultura e *best practice* all'interno del Gruppo rinforzando il senso di appartenenza e il coinvolgimento nella strategia aziendale;
- > è stata avviata la fase di realizzazione del progetto "*Enterprise Business Process Modeling*", avente l'obiettivo di conseguire l'integrazione tra le varie modalità di rappresentazione dei processi adottate in Enel; in particolare, sono state definite e sviluppate le strutture e le infrastrutture di governo.

Sviluppo e formazione

Le attività di sviluppo sono organizzate attorno a tre principali ambiti: i processi di valutazione, il sistema di *talent management* e l'indagine di clima.

Per quanto riguarda i processi di valutazione, la *performance review* da quest'anno ha visto la partecipazione, oltre che di tutto il *management* del Gruppo già coinvolto negli anni passati, anche di tutti gli impiegati delle Divisioni italiane, per un totale di 28.000 valutati.

Si tratta dell'evoluzione del sistema di valutazione della *performance*, già anticipata nel 2008 con la valutazione pilota degli impiegati della Divisione Mercato, in linea anche con le attese espresse nell'ultima indagine di clima, oltre che delle raccomandazioni degli analisti rappresentanti dei fondi etici.

La nuova *performance review* è stata accompagnata da un articolato piano di comunicazione, da iniziative di formazione con percorsi differenziati per segmenti di popolazione, dal miglioramento della strumentazione *on line* e da un meccanismo di tutoraggio distribuito.

Sempre riguardo alla valutazione delle *performance*, analogamente al 2009, anche a inizio 2010 le prime due linee di Gruppo e i talenti del *Talent Pool 1* hanno partecipato al *Feedback 360°*, quest'anno esteso all'*Alta Dirección* di Endesa e, in via sperimentale, a nuovi segmenti manageriali (tutta la popolazione *Expatriate* della Divisione Internazionale, le prime linee di Enel North America, il *management* della famiglia professionale *Energy Management* e le prime linee HR di Endesa), per un totale di 250 persone valutate.

Passando alla valutazione delle conoscenze tecniche, il primo semestre dell'anno è stato dedicato all'aggiornamento del sistema professionale delle famiglie Finanza, *Information & Communication Technology* e *Safety*. In particolare, l'aggiornamento della famiglia Finanza ha consentito di completare il pilota avviato nel 2009 con la valutazione di tutta la popolazione dell'area Amministrazione Finanza e Controllo di tutte le *Country* del Gruppo (esclusa in questa fase solo Endesa) per un totale di 1.500 persone.

Per quanto riguarda il *talent management*, il primo semestre dell'anno è stato dedicato alla revisione del sistema introdotto nel 2008, attraverso l'introduzione di elementi di maggiore strutturazione e di "spinta" verso la mobilità, in particolare attraverso un maggior collegamento con il processo di *succession management*, integrato nella valutazione annuale delle *performance*.

Infine, rispetto all'indagine di clima i primi mesi dell'anno sono stati dedicati al monitoraggio delle azioni *post climate* della seconda indagine globale di fine 2008 e alla reimpostazione del lavoro per la terza rilevazione che a fine 2010 coinvolgerà per la prima volta anche le società russe ed Endesa, per un totale di circa 80.000 persone.

Per quanto riguarda la formazione, i due assi principali di lavoro hanno riguardato la sistematizzazione e la revisione di alcune iniziative chiave che completano il "*leadership curriculum*" e il supporto all'integrazione dei Paesi della Divisione Internazionale.

Il *leadership curriculum* è l'insieme dei percorsi formativi che all'interno del Gruppo sono mirati a diffondere e rendere operativo il modello di *leadership* Enel. Ogni percorso è mirato a un *target* specifico di popolazione (impiegati, quadri o dirigenti). In particolare, il *leadership curriculum* è composto da tre tipologie di intervento:

- > programmi legati a passaggio di inquadramento/ruolo: erano già attivi il programma di *induction* per neoassunti neolaureati (*Junior Enel Training International*) e il percorso per neoquadri (LINK). A inizio anno sono stati avviati anche i due percorsi del programma per neoassunti non neolaureati (*Welcome in Enel*), il primo rivolto a laureati e il secondo rivolto a diplomati. Nel corso del secondo semestre verrà completato anche il programma per neodirigenti;
- > programmi legati ai risultati della *performance review*: oltre ai 12 moduli formativi per quadri progettati nel 2009 ed erogati nel 2010 a varie popolazioni (*manager*, gestori di risorse, *professional*), sono stati progettati due moduli formativi per impiegati (PPR *Junior Professional* e PPR impiegati). Nel primo semestre sono state erogate 13 edizioni del PPR *Junior Professional* mentre il PPR impiegati partirà a settembre;
- > programmi dedicati ai *talent pool*: è stata progettata ed erogata una "*special edition*" del *Leadership for Energy Executive Program* (in *partnership* con *Harvard Business School*) per le prime linee di Enel ed Endesa. Nel primo semestre si è tenuta anche una edizione dell'altra iniziativa chiave dedicata ai *talent pool*, ovvero il *Leadership for Energy Management Program* (in *partnership* con IESE e Bocconi) per il *Talent Pool* di secondo livello (TP2).

Si è conclusa inoltre la campagna formativa iniziata nel 2009 mirata a tutti i dirigenti Enel, ovvero *Enel Business & Leadership*, un programma di cinque giorni realizzato in collaborazione con LUISS e Alma Mater.

Per quanto riguarda, invece, il supporto all'integrazione dei Paesi della Divisione Internazionale, oltre ai programmi internazionali del *leadership curriculum* (*JET International*, *Enel Business & Leadership* e programmi per *talent pool*), sono state avviate iniziative specifiche di formazione tecnica per ogni Paese, mirate alla diffusione delle *best practice* aziendali e alla creazione di competenze formative locali in grado in futuro di sviluppare e mantenere autonomamente le competenze tecniche.

Selezione

Nel corso del primo semestre 2010 l'unità Selezione e Rapporti con l'università ha concentrato le proprie energie sull'inserimento di giovani laureati e diplomati da far crescere in Azienda all'interno di percorsi professionali diversificati e in parallelo ha proseguito la promozione dell'immagine aziendale sui segmenti più pregiati del mercato del lavoro, rafforzando ulteriormente il *brand* di Enel come "*Employer of Choice*".

A questo proposito Enel ha conseguito per il secondo anno consecutivo la certificazione di azienda "*Top Employer*" da parte dell'Istituto internazionale CRF - *Corporate Research Foundation*, specializzato nel valutare e riconoscere le aziende *top performer* nel settore HR.

Per quanto riguarda in modo specifico il processo di *recruiting*, i canali cui si è fatto ricorso per il reperimento delle candidature sono stati in primo luogo il sito internet, unitamente alle scuole superiori e alle università con le quali sono attivi accordi e collaborazioni. Solo nei casi di ricerche particolarmente critiche si fa ricorso a società esterne di *head hunting*. L'*iter* di selezione, poi, è diversificato a seconda dei *target* di popolazione ricercati; nello specifico, la selezione dei giovani laureati avviene attraverso *assessment center* che includono prove individuali e di gruppo, oltre a *test* in lingua inglese, e prevede un successivo approfondimento di natura tecnico-professionale individuale. Per la ricerca di figure con esperienza, invece, sono previsti colloqui individuali sia attitudinali-motivazionali sia tecnico-professionali.

Nel primo semestre 2010, sulla scorta di quanto già avvenuto negli ultimi anni, la maggior parte delle assunzioni ha interessato una popolazione di risorse "*junior*": sono state assunte complessivamente 364 persone, di cui circa l'80% è rappresentato da profili "*neo*": in particolare, il 28% da neolaureati (di questi, il 47% è costituito da donne) e il 52% da giovani diplomati.

Gli inserimenti dei giovani laureati, nel dettaglio, hanno coinvolto le aree più tipicamente legate al *core business*, quali quelle della Generazione e dell'Energy Management, le strutture delle *operation* della Divisione Infrastrutture e Reti, la Divisione Ingegneria e Innovazione, con particolare riferimento all'Area tecnica nucleare e dell'impiantistica. È poi proseguito l'inserimento di giovani laureati all'interno della Divisione Mercato, attraverso la realizzazione della seconda fase del progetto "*quality promoter*" avviato lo scorso anno. Al contempo sono state rafforzate in modo significativo anche alcune strutture di *staff*: grazie, infatti, all'avvio del progetto "*junior controller*" della Direzione Amministrazione Finanza e Controllo sono stati inseriti otto giovani laureati sia italiani sia stranieri ed è stata inoltre rafforzata la funzione *Audit* e *Group Risk Management*. Gli inserimenti dei neodiplomati tecnici, invece, hanno riguardato le Divisioni Infrastrutture e Reti e Generazione ed Energy Management e hanno interessato l'intero territorio nazionale.

Si è lavorato, inoltre, per incrementare le attività di *employer branding* presso i *campus* universitari di maggior interesse aziendale, partecipando a *job meeting*, progettando "*recruiting day*" *ad hoc* legati alla presentazione di progetti di *business* specifici e proseguendo le collaborazioni di didattica "*alternativa*" che hanno coinvolto, in massima parte, le facoltà tecnico-ingegneristiche delle università italiane. In collaborazione con la Divisione Ingegneria e Innovazione sono state, inoltre, attribuite cinque borse di studio e cinque premi di laurea a studenti iscritti ai corsi di laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare di altrettante università, tra le più prestigiose a livello nazionale in questo specifico

settore, con il duplice obiettivo di promuovere lo sviluppo di queste particolari competenze e diffondere una nuova "cultura" nucleare.

Sono stati infine attivati circa 60 *stage*, concentrati prevalentemente nelle funzioni *Corporate* e nella Divisione Mercato. Sono altresì in corso circa 300 tirocini formativi per giovani diplomati tecnici inseriti nelle aree territoriali della manutenzione e gestione degli impianti della Divisione Infrastrutture e Reti.

Durante il secondo semestre 2010 si prevede di dare seguito ai progetti di selezione intrapresi nella prima fase dell'anno: in modo più puntuale proseguiranno gli inserimenti dei neolaureati tanto nelle funzioni di *staff* (in particolare nella Direzione Amministrazione Finanza e Controllo e *Group Risk Management*), quanto nelle aree tecniche delle diverse Divisioni. Sarà previsto un ulteriore rafforzamento dell'Area Sviluppo e Realizzazione Impianti della Divisione Ingegneria e Innovazione e dell'*Upstream* del gas attraverso l'assunzione di figure di più elevata *seniority* professionale. Verranno inoltre potenziate alcune aree dell'Energy Management e della Divisione Mercato. Proseguirà l'inserimento di personale neodiplomato con ruoli tecnico-operativi nella Rete e nella Generazione e saranno intensificate le attività di *employer branding* presso i principali atenei nazionali e internazionali.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del primo semestre 2010 si è mossa in assoluta continuità con le logiche e la filosofia adottate negli anni precedenti.

Come ogni anno sono stati effettuati gli opportuni *benchmark* con il mercato esterno e prese le necessarie misure per garantire un corretto posizionamento della retribuzione in termini di competitività rispetto ai mercati di riferimento. Si è confermata la selettività degli interventi sul fisso, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze pregiate all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale che coinvolge circa il 97% dei dirigenti e circa il 17% dei quadri.

Da segnalare che nel 2010, anche a valle di un approfondito *benchmark* con altre aziende *leader*, è stato rinnovato il sistema di incentivazione commerciale migliorando nettamente sia la velocità di assegnazione degli obiettivi sia il collegamento con le attività di pianificazione commerciale.

Salute e sicurezza sul lavoro

Nel 2010 è proseguita l'attuazione in tutto il Gruppo del progetto "*Integrated Nine Points Safety Improvement Plan*", che rappresenta la strategia dell'Azienda per raggiungere l'obiettivo "zero infortuni". Sono state definite all'inizio dell'anno le nuove linee di azione che fanno leva sui comportamenti, sulla promozione dell'integrazione tra le *Countries* del perimetro Enel e sul miglioramento dei processi di approvvigionamento e gestione delle imprese

appaltatrici. A tal fine si sta proseguendo con l'estensione a tutto il Gruppo delle attività per il miglioramento degli *standard* di sicurezza in tutte le fasi del processo di appalto, dalla qualificazione alla selezione, fino al monitoraggio e alla gestione delle imprese, con un'attenzione particolare al perimetro estero e a Endesa.

Il progetto "*Nine Points*" è stato uno dei temi principali del primo incontro del *Safety Steering Committee*, tenutosi il 26 maggio, in occasione del Comitato di Direzione; il *Safety Steering Committee*, introdotto alla fine dello scorso anno, ha il compito di approvare le scelte e le politiche di Gruppo in materia di *safety*, promuovere iniziative di carattere strategico volte a diffondere e accrescere nel Gruppo la cultura della sicurezza e riesaminare periodicamente l'efficacia dei processi di gestione delle tematiche di salute e sicurezza a livello di Gruppo. Nel primo semestre dell'anno sono state avviate, inoltre, le iniziative formative definite lo scorso anno nell'ambito del progetto "*Nine Points*": è stata realizzata la prima sessione del corso sulla "*leadership per la safety*", un intervento formativo dedicato al *management* che si inquadra nel modello di sviluppo della cultura e delle competenze in materia di sicurezza; è stata avviata la formazione sulle tematiche di *safety* per i neoassunti di tutte le società del Gruppo, attraverso l'avvio dei moduli A e B, per le nuove risorse delle Divisioni operative, e del "modulo *light*" per il personale di *staff*; partiranno a fine giugno i primi corsi di guida sicura per il personale delle Divisioni Infrastrutture e Reti, Generazione ed Energy Management ed Energie Rinnovabili. A giugno si conclude inoltre la prima parte del programma di aggiornamento annuale degli RLS (Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza) che ha visto l'organizzazione di 13 edizioni, in sei sedi diverse a livello regionale, e analogo impegno è previsto per la seconda parte dell'anno, durante il quale verranno avviati anche i corsi di formazione/aggiornamento per i Coordinatori per la Sicurezza in fase di Progettazione ed Esecuzione (CSP/CSE) e i corsi per i gestori dei contratti. Prosegue, altresì, la realizzazione dei progetti finalizzati a promuovere l'attenzione alla sicurezza anche nelle attività a basso rischio: entro l'anno, in particolare, è prevista l'attuazione del progetto "*Safety 24/7*" in Enel Servizi e in Endesa.

Molte sono, inoltre, le iniziative e campagne di sensibilizzazione sui temi della sicurezza già realizzate o in fase di realizzazione entro l'anno. Il 28 aprile, in concomitanza con la Giornata Mondiale della Sicurezza, è stata organizzata una serie di eventi per ricordare la ricorrenza allo stesso modo in tutti i Paesi in cui Enel è presente. A livello divisionale sono stati già organizzati "*safety day*" che hanno visto anche il forte coinvolgimento delle imprese appaltatrici.

Nel 2010 prosegue il processo di integrazione con le *Countries* estere con l'obiettivo di creare sinergie e attuare programmi di eccellenza operativa. In tale ottica continua, in particolare, lo sviluppo del "*Visual Safety*", il progetto finalizzato a creare un ciclo di miglioramento continuo, basato sulla condivisione delle *best practice*, che verrà esteso nel 2010 agli impianti della Divisione Energie Rinnovabili e ai cantieri della Divisione Ingegneria e Innovazione.

Relativamente a Endesa, a luglio 2010 si è tenuto il primo incontro del "*Continuous Safety Improvement Committee*", il Comitato Enel-Endesa previsto dal "*Coordination Handbook*" che ha il compito di promuovere il miglioramento continuo degli *standard* di sicurezza attraverso la diffusione di *best practice* e lo scambio di esperienze. A fine luglio 2010 si terrà, inoltre, il primo Comitato di Approfondimento per l'analisi degli infortuni gravi e mortali di Endesa.

Per quello che riguarda le attività proprie legate alla salute e sicurezza nei luoghi di lavoro, continua il processo di certificazione secondo lo *standard* BS OHSAS

18001 dei Sistemi di Gestione della Salute e Sicurezza sul lavoro: quest'anno è prevista anche la certificazione di Enel SpA.

In relazione all'adozione del modello di Organizzazione e Gestione di cui al decreto legislativo n. 231/01, a valle dell'emissione nell'agosto del 2009 del decreto legislativo n. 106/09, a maggio è stata aggiornata e approvata dal Consiglio di Amministrazione di Enel la parte speciale F, adottata a seguito dell'estensione della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche di cui agli illeciti di omicidio colposo e di lesioni personali colpose gravi o gravissime, commessi in violazione di norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della sicurezza sul lavoro.

Relativamente al fenomeno infortunistico, l'indice di frequenza evidenzia una riduzione del 61% dal 2005 a maggio 2010 attestandosi a un valore di 3,21, mentre l'indice di gravità presenta una riduzione del 44% dal 2005 a maggio 2010, registrando un valore di 0,15. Il *trend* di riduzione è confermato anche dall'indice di frequenza operativo, introdotto lo scorso anno, che si focalizza su alcune tipologie di infortuni, maggiormente correlate al *core business* dell'Azienda e caratterizzate da un elevato tasso di gravità (infortuni elettrici, per caduta dall'alto, per urto-schiacciamento-taglio, per agenti nocivi e per asfissia-scoppio-azione termica per fughe di gas). Tale indice a maggio 2010 evidenzia una riduzione del 52% rispetto al 2007.

Nei primi sei mesi del 2010 si è registrato un infortunio mortale in Russia, a lavoratori del Gruppo Enel, durante lo svolgimento di lavori di tipo elettrico. Per quanto riguarda gli infortuni a dipendenti di imprese appaltatrici, verificatisi durante l'esecuzione di lavori per conto Enel, nel primo semestre 2010 si sono registrati nove eventi mortali, di cui cinque in Endesa.

Relazioni industriali

L'avvenimento più significativo del primo semestre 2010 è stata l'intesa per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro (CCNL) scaduto, per la parte sia economica sia normativa, a giugno 2009.

Per quanto riguarda i contenuti economici, l'accordo prevede un aumento medio a regime di 157 euro, da riparametrare secondo la scala contrattuale, in quattro *tranche*, la prima delle quali con decorrenza 1° marzo 2010; è prevista altresì la corresponsione di una copertura economica per il periodo 1° luglio 2009 - 28 febbraio 2010 di 360 euro, sempre da riparametrare, nonché il versamento a carico delle aziende di 4 euro al Fondo di Previdenza Integrativa (FOPEN) nei confronti dei lavoratori iscritti.

Sotto il profilo normativo, particolarmente significativo è il fatto che sia stata raggiunta un'intesa sulla regolamentazione del diritto di sciopero, con la sottoscrizione di un documento che sancisce le linee guida sulla cui base sarà definito nelle prossime settimane il testo articolato dell'accordo in sostituzione di quello, risalente al 1991, disdetto dai sindacati a giugno dello scorso anno: degna di nota è l'affermazione concordata tra le Parti che lo sciopero nel settore elettrico sarà effettuato con modalità che garantiscano comunque la continuità e la sicurezza del servizio a tutti gli utenti.

Altri aspetti significativi riguardano il tema della "classificazione", sulla quale sono stati fissati i principi per addivenire a un nuovo sistema sostitutivo di quello in atto, ormai fermo da oltre 20 anni; la materia è complessa e richiederà un impegno che si ritiene possa concludersi non prima della metà del prossimo anno.

Novità riguardano anche il tema della sicurezza, ove si è operata un'integrale riscrittura del testo contrattuale in termini di una maggiore aderenza all'obiettivo di "zero infortuni"; elementi innovativi sono altresì stati introdotti sul tema della bilateralità, in particolare, per la formazione. Vanno inoltre ricordate talune maggiori flessibilità introdotte in materia di reperibilità e di trasferimenti. La trattativa ha presentato una notevole complessità, anche perché effettuata a valle della riforma del modello contrattuale che, come noto, ha visto la divisione delle Confederazioni sindacali. Nonostante la presentazione di tre differenti piattaforme da parte dei sindacati di categoria FILCEM, FLAEI, UILCEM, la trattativa si è svolta in maniera unitaria e unitaria è stata l'intesa raggiunta che ha durata di 42 mesi (scadenza 31 dicembre 2012).

A livello aziendale, per quanto concerne la contrattazione di secondo livello, il 3 maggio è stato consuntivato l'importo da erogare a titolo di "redditività aziendale" 2009 con le competenze del mese di maggio (100% del premio definito con accordo sindacale del 13 novembre 2008, pari a 810 euro per la categoria BSS); in merito alla produttività/qualità di unità, in tutte le Divisioni è stato completato il processo di consuntivazione degli obiettivi 2009, al fine di erogare i premi nel mese di luglio; inoltre, sono in fase di definizione le metodologie concernenti la preventivazione degli obiettivi 2010 (pagamento 2011).

Sempre in ambito aziendale è da segnalare anche l'insediamento – previsto dall'accordo quadro per la presentazione di piani formativi Enel a Fondimpresa del 23 dicembre 2009 – della "Commissione bilaterale Enel sulla formazione", avente ruolo di indirizzo, supporto e valutazione dell'attività formativa di Gruppo, oltre che di elaborazione e condivisione dei piani formativi aziendali da sottoporre all'approvazione di Fondimpresa per il loro finanziamento (Fondimpresa, istituito con la legge n. 388/92, è il maggiore dei fondi paritetici interprofessionali italiani destinato alla gestione della formazione continua di operai, impiegati e quadri).

Nel primo semestre si sono succeduti numerosi confronti con le Organizzazioni Sindacali (OO.SS.) a livello sia nazionale sia territoriale sul riassetto organizzativo delle Divisioni. In particolare, per Infrastrutture e Reti, nel mese di febbraio è stato definito il confronto sul nuovo assetto organizzativo delle Piattaforme Logistiche e avviata la fase di consultazione a livello regionale dei riflessi sul personale.

Nell'ambito delle iniziative per la salute e sicurezza dei lavoratori è stata illustrata alle OO.SS. l'iniziativa di sperimentazione avviata nel mese di marzo 2010 di un dispositivo individuale da attivare in caso di emergenza o di malore: il dispositivo segnala la posizione del lavoratore al Centro Operativo che attiva i soccorsi. Nel mese di marzo sono stati effettuati gli adempimenti informativi in vista della attivazione del sistema di telesorveglianza e videomonitoraggio delle cabine primarie della rete di distribuzione.

In attuazione di impegni assunti con le OO.SS. nazionali nel mese di luglio 2009, nel corso del 2010 sono stati effettuati incontri di esame in sede tecnica sui seguenti temi: innovazioni tecnologiche, organizzative e professionalità; dimensionamento del personale operativo della rete. Gli incontri sul primo argomento, avviati nel mese di ottobre 2009, si sono conclusi nel mese di marzo di quest'anno. L'esame dei criteri e della metodologia di dimensionamento è tuttora in corso. I risultati dell'esame in sede tecnica saranno oggetto di confronto con le OO.SS. nazionali.

Al fine di incentivare il personale che prende parte al progetto nazionale VE.LE per il recupero di energia elettrica sulla rete, è stato previsto un sistema di incentivazione economica da destinare a operai e impiegati al raggiungimento

degli obiettivi assegnati. La metodologia applicativa del premio è stata condivisa con le OO.SS. nazionali in data 1° giugno 2010.

Nei mesi di gennaio e marzo la Divisione Generazione ed Energy Management ha tenuto due incontri con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. nel corso dei quali sono state fornite approfondite informative sull'evoluzione dei procedimenti di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) che riguardano gli impianti di produzione della filiera termoelettrica.

Nel mese di maggio è stato sottoscritto il verbale di accordo ex art. 2112 conclusivo della procedura ex art. 47 della legge n. 428/1990 e successive modifiche per il trasferimento alla costituenda SE Hydro Power del ramo di azienda "Bolzano" di Enel Produzione SpA.

Nel corso del mese di aprile è stato avviato un "tavolo tecnico", con le Segreterie Regionali delle OO.SS. di categoria e Confederali della Regione Lazio, in materia di *safety* presso il sito di Torrealvaliga Nord (centrale e cantiere).

Il giorno 11 giugno 2010 è stato illustrato alle Segreterie Nazionali e Regionali Calabria delle OO.SS. e alle Segreterie Regionali Confederali il progetto di riconversione della centrale di Rossano Calabro.

Per quanto attiene alla Divisione Mercato, con decorrenza 1° aprile 2010 si è compiutamente realizzata la transizione dal CCNL gas-acqua al CCNL del settore elettrico, come previsto dal verbale di accordo sindacale nazionale sottoscritto in data 11 novembre 2009, a tutti i dipendenti della società Enel Energia con contratto gas. È in corso di definizione il confronto con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. sulla riorganizzazione dell'Area di Business "*Customer Service*" della Divisione. Nel mese di marzo sono state definite con le Segreterie delle OO.SS. Nazionali le modalità di attivazione del "*Videophone Customer Service*", che costituisce una ulteriore opportunità di interazione con i clienti al fine di migliorare la qualità del servizio.

Per quanto riguarda la Divisione Energie Rinnovabili, nei primi mesi del 2010 è stata attuata una revisione della macrostruttura organizzativa divisionale, finalizzata ad assicurare una maggiore integrazione tra le strutture centrali e le strutture di Area e ad agevolare gli ambiziosi piani di crescita della presenza geografica e della capacità produttiva della Divisione, il tutto in coerenza con lo scenario internazionale nel quale la Divisione opera.

In relazione a tale nuovo assetto è stato dunque avviato, come da prassi, il confronto sindacale nazionale, che si completerà con i necessari passaggi applicativi in sede locale per i riflessi sul personale.

Sul fronte estero si segnala in particolare l'avvio dell'integrazione degli asset aziendali posseduti in Spagna sia da Enel Unión Fenosa Renovables sia da Endesa nella società Enel Green Power España (già Endesa Cogeneración y Renovables). Anche questa operazione, di interesse sindacale anche ai fini CAE, è stata accompagnata dal confronto con le competenti organizzazioni rappresentative del personale interessato.

La Divisione Ingegneria e Innovazione ha concluso il confronto, avviato nel secondo semestre del 2009, con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. relativo a interventi di affinamento dell'assetto organizzativo divisionale e ha quindi avviato le consultazioni territoriali con le competenti Segreterie Regionali delle OO.SS. per l'esame dei conseguenti "Riflessi sul personale". Nel mese di maggio è stato avviato il percorso con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. relativo al rinnovo degli accordi che definiscono il trattamento del personale operante in cantiere in Italia e all'estero.

Enel Servizi, in attuazione delle previsioni del documento di riassetto organizzativo

dell'Unità *Operations Sistemi & TLC* della Direzione Operativa *Information & Communication Technology* definito alla fine del 2009, ha tenuto nel mese di aprile 2010 la prevista interlocuzione per la costituzione a Roma del "Centro di Gestione Integrato" nel quale, a regime, andranno a confluire il governo e il controllo della rete e dei servizi TLC, il monitoraggio e la gestione dei servizi IT e il primo livello della sicurezza IT. Nel mese di maggio 2010 è stato completato il percorso con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. in merito all'attivazione della "One Call Solution" nell'ambito dell'Unità *Customer Service* della Direzione Operativa *Information & Communication Technology*.

Consistenza del personale

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2010 è pari a 80.220 dipendenti (81.208 al 31 dicembre 2009).

L'organico del Gruppo nel corso del semestre diminuisce di 988 risorse, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.011 unità), parzialmente compensato dalla variazione di perimetro (+23 unità) riferita ad alcune società minori.

Le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati.

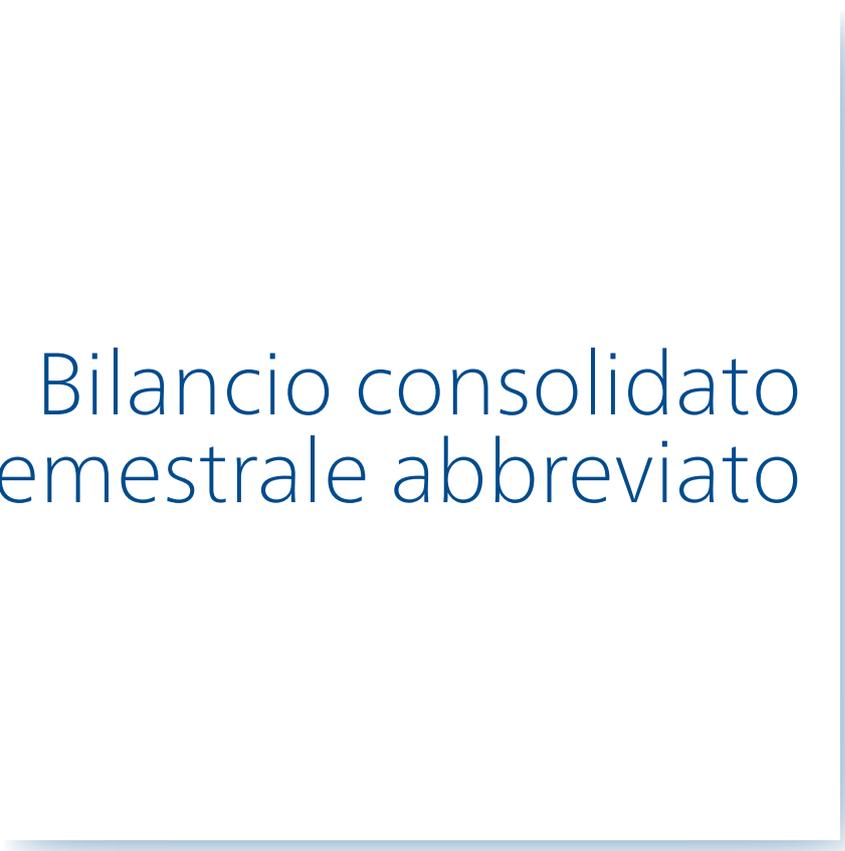
Al 30 giugno 2010 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 42.209.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2009 è così sintetizzata:

Consistenza al 31.12.2009	81.208
Variazioni di perimetro	23
Assunzioni	1.496
Cessazioni	(2.507)
Consistenza al 30.06.2010 ⁽¹⁾	80.220

(1) Include 2.116 risorse riferibili al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita".

Bilancio consolidato
semestrale abbreviato



Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2010		2009	
		di cui con parti correlate		di cui con parti correlate	
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.a	34.274	3.753	27.498	4.721
Altri ricavi	5.b	528	3	959	36
	[Subtotale]	34.802	3.756	28.457	4.757
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	6.a	16.944	5.285	14.506	7.029
Servizi	6.b	6.609	959	3.300	383
Costo del personale	6.c	2.254		2.026	
Ammortamenti e perdite di valore	6.d	2.795		2.360	
Altri costi operativi	6.e	1.001	18	904	242
Costi per lavori interni capitalizzati	6.f	(792)		(631)	
	[Subtotale]	28.811	6.262	22.465	7.654
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	7	92	6	(413)	18
Risultato operativo		6.083		5.579	
Proventi finanziari	8	2.441	12	2.141	10
Oneri finanziari	8	4.207		2.350	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9	(1)		21	
Risultato prima delle imposte		4.316		5.391	
Imposte	10	1.263		1.333	
Risultato delle continuing operations		3.053		4.058	
Risultato delle discontinued operations	11	-		(84)	
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		3.053		3.974	
Quota di pertinenza di terzi		628		450	
Quota di pertinenza del Gruppo		2.425		3.524	
Risultato del Gruppo per azione (euro)		0,26		0,37	
Risultato del Gruppo diluito per azione (euro) ⁽¹⁾		0,26		0,37	
Risultato del Gruppo delle continuing operations per azione		0,26		0,38	
Risultato del Gruppo diluito delle continuing operations per azione ⁽¹⁾		0,26		0,38	
Risultato del Gruppo delle discontinued operations per azione		-		(0,01)	
Risultato del Gruppo diluito delle discontinued operations per azione ⁽¹⁾		-		(0,01)	

(1) Calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo, tenuto conto delle azioni emesse il 9 luglio 2009 a seguito dell'aumento di capitale sociale di Enel SpA (9.403.357.795 in entrambi i periodi in esame), rettificata con l'effetto diluitivo delle stock option in essere nel periodo (0 milioni di euro nel primo semestre 2010 e nel primo semestre 2009).

Il risultato per azione e diluito per azione, calcolato tenendo conto delle opzioni esercitate sino alla data odierna, non varia rispetto a quello calcolato con la metodologia sopra esposta.

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

Milioni di euro	1° semestre	
	2010	2009
Utile/(Perdita) del periodo (Gruppo e terzi)	3.053	3.974
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	3	(531)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	32	-
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari destinati alla vendita	53	106
Differenze di cambio	2.753	674
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	2.841	249
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	5.894	4.223
Quota di pertinenza:		
- del Gruppo	3.897	3.338
- di terzi	1.997	885

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note						
ATTIVITÀ		al 30.06.2010		al 31.12.2009 restated		al 01.01.2009 restated	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	12	77.201		76.587		60.005	
Investimenti immobiliari		284		295		462	
Attività immateriali	13	40.131		38.720		27.151	
Attività per imposte anticipate	14	6.066		6.238		5.881	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	991		1.029		397	
Attività finanziarie non correnti	16	4.232		9.024		4.355	
Altre attività non correnti	17	989		976		1.937	
	<i>[Totale]</i>	129.894		132.869		100.188	
Attività correnti							
Rimanenze	18	2.703		2.500		2.182	
Crediti commerciali	19	12.457	1.538	13.010	1.491	12.378	2.045
Crediti tributari	20	2.324		1.534		1.239	
Attività finanziarie correnti	21	10.562		4.186		3.255	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	22	3.535		4.170		5.106	
Altre attività correnti	23	2.765	18	3.490	19	3.478	
	<i>[Totale]</i>	34.346		28.890		27.638	
Attività possedute per la vendita	24	3.156		572		5.251	
TOTALE ATTIVITÀ		167.396		162.331		133.077	

Milioni di euro		Note					
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	al 01.01.2009 <i>restated</i>			
				<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>	
Patrimonio netto del Gruppo	25						
Capitale sociale		9.403	9.403				6.186
Altre riserve		9.711	7.810				3.329
Utili e perdite accumulati		14.217	11.409				6.821
Risultato del periodo ⁽¹⁾		2.425	4.646				4.056
		<i>[Totale]</i>	35.756	33.268			20.392
Patrimonio netto di terzi		14.173	12.665				5.897
TOTALE PATRIMONIO NETTO		49.929	45.933				26.289
Passività non correnti							
Finanziamenti a lungo termine	26	55.978	55.850				51.045
TFR e altri benefici ai dipendenti		3.148	3.110				2.910
Fondi rischi e oneri	27	8.549	8.846				6.922
Passività per imposte differite	14	11.359	11.107				6.880
Passività finanziarie non correnti	28	2.903	2.982				3.113
Altre passività non correnti	29	1.183	1.241				3.307
		<i>[Totale]</i>	83.120	83.136			74.177
Passività correnti							
Finanziamenti a breve termine	30	9.736	7.542				5.467
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26	2.858	2.909				3.110
Debiti commerciali		9.041	11.174	2.393	2.841		10.600
Debiti per imposte sul reddito		1.710	1.482				1.991
Passività finanziarie correnti	31	1.959	1.784				2.454
Altre passività correnti	32	8.088	8.147	4	15		7.198
		<i>[Totale]</i>	33.392	33.038			30.820
Passività possedute per la vendita	33	955	224				1.791
TOTALE PASSIVITÀ		117.467	116.398				106.788
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		167.396	162.331				133.077

(1) Il risultato dell'esercizio del 2009 è al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio (pari a 940 milioni di euro).

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 con il metodo del patr. netto	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2009	6.186	662	1.453	2.255	6.827	(1.247)	206	-	4.056	20.398	5.897	26.295
Effetto applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	(6)	-	-	-	-	(6)	-	(6)
al 1° gennaio 2009 restated	6.186	662	1.453	2.255	6.821	(1.247)	206	-	4.056	20.392	5.897	26.289
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2	-	2
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.794)	-	-	-	-	(1.794)	(253)	(2.047)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.056	-	-	-	(4.056)	-	-	-
Aumenti di capitale	3.204	4.621	-	-	-	-	-	-	-	7.825	-	7.825
Variazione metodo di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.541	4.541
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	292	(478)	-	3.524	3.338	885	4.223
<i>di cui:</i>												
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	292	(478)	-	-	(186)	435	249
- <i>Utile del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	3.524	3.524	450	3.974
al 30 giugno 2009	9.390	5.283	1.453	2.257	9.083	(955)	(272)	-	3.524	29.763	11.070	40.833
al 1° gennaio 2010	9.403	5.293	1.453	2.260	10.759	(544)	(582)	8	4.455	32.505	11.848	44.353
Effetto applicazione nuovi principi contabili e PPA Endesa	-	-	-	-	650	(78)	-	-	191	763	817	1.580
al 1° gennaio 2010 restated	9.403	5.293	1.453	2.260	11.409	(622)	(582)	8	4.646	33.268	12.665	45.933
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	1
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.410)	-	-	-	-	(1.410)	(489)	(1.899)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	428	-	4.218	-	-	-	(4.646)	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	1.317	123	32	2.425	3.897	1.997	5.894
<i>di cui:</i>												
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto.</i>	-	-	-	-	-	1.317	123	32	-	1.472	1.369	2.841
- <i>Utile del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	2.425	2.425	628	3.053
al 30 giugno 2010	9.403	5.293	1.881	2.261	14.217	695	(459)	40	2.425	35.756	14.173	49.929

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre		
		2010	2009	
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate	
Risultato del periodo del Gruppo e di terzi		3.053	3.974	
Rettifiche per:				
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		415	245	
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		2.217	2.101	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		1.350	95	
Accantonamenti ai fondi		315	355	
(Proventi)/Oneri finanziari		1.288	895	
Imposte sul reddito		1.263	1.303	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(1.088)	(1.318)	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		8.813	7.650	
Incremento/(Decremento) fondi		(618)	(591)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(222)	(37)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		326	510	475
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		703	(143)	(23)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		(2.075)	(1.840)	(1.080)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		690	526	10
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.931)	(1.766)	
Imposte pagate		(2.092)	(1.695)	
Cash flow da attività operativa (a)		3.594	2.614	
- di cui discontinued operations		-	32	
Investimenti in attività materiali non correnti		(2.435)	(2.614)	
Investimenti in attività immateriali		(219)	(87)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(117)	(9.394)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		375	2.918	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		(72)	16	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		(2.468)	(9.161)	
- di cui discontinued operations		-	(32)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	26	5.053	10.678	
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari		(5.095)	(11.886)	
Dividendi pagati	25	(1.897)	(2.047)	
Aumento di capitale e riserve	25	-	7.958	
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)		-	3	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		(1.939)	4.706	
- di cui discontinued operations		-	-	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		239	115	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		(574)	(1.726)	
- di cui discontinued operations		-	-	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		4.289	5.211	
- di cui discontinued operations		-	1	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽¹⁾⁽²⁾		3.715	3.485	
- di cui discontinued operations		-	1	

(1) Di cui titoli a breve pari a 82 milioni di euro al 30 giugno 2010 (57 milioni di euro al 30 giugno 2009).

(2) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 98 milioni di euro al 30 giugno 2010 (18 milioni di euro al 30 giugno 2009).

Note illustrative

1. Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Roma. La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010 comprende le situazioni contabili della Società, delle sue controllate e delle imprese a controllo congiunto ("il Gruppo") nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate. L'elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

La pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale è stata autorizzata dagli Amministratori in data 29 luglio 2010.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2010 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2010 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154 *ter* del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58, così come modificato dal decreto legislativo n. 195 del 6 novembre 2007, nonché dell'art. 81 del Regolamento Emittenti e successive modifiche.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2010, incluso nella Relazione finanziaria semestrale, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS/IAS) 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, alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC), nonché alle interpretazioni dello *Standing Interpretations Committee* (SIC), in vigore alla stessa data. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU". In particolare, tale bilancio è stato redatto in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali (IAS 34 - Bilanci intermedi) ed è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative note illustrative.

Si precisa che il Gruppo Enel adotta il semestre quale periodo intermedio di riferimento ai fini dell'applicazione del citato principio contabile internazionale IAS 34 e della definizione di bilancio intermedio ivi indicata.

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2010 sono conformi a quelli adottati per

la predisposizione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione di quanto di seguito rappresentato. Tale bilancio consolidato semestrale abbreviato, pertanto, può non comprendere tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio consolidato predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009. Nel corso del primo semestre 2010 è stato concluso il processo di allocazione del costo di acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa, i cui effetti sono più ampiamente trattati nelle note di commento del presente documento. Ciò ha determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio 2009, a seguito della definitiva determinazione dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte nell'ambito dell'operazione di aggregazione. Tali variazioni hanno generato la rettifica dei saldi di alcune voci patrimoniali ed economiche di Endesa ai fini del consolidamento e, conseguentemente, i saldi di tali voci relativi al 2009 sono stati opportunamente rideterminati. Al fine di tenere conto dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto e ai fini comparativi lo schema di Stato patrimoniale presenta per l'esercizio 2009 i valori presentati nel bilancio annuale 2009 e i valori rideterminati (*restated*) alla stessa data.

A integrazione dei principi contabili utilizzati per la redazione del bilancio al 31 dicembre 2009 si riportano di seguito i principi contabili internazionali e le interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2010 rilevanti per il Gruppo.

> "Revisione dello IAS 27 - Bilancio consolidato e separato". Il nuovo *standard* dispone che quando una società cede una quota partecipativa nel capitale di una propria controllata, senza tuttavia perderne il controllo, deve rilevare i relativi effetti contabili nel patrimonio netto. Analogo trattamento è richiesto, nel bilancio consolidato, 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 semestre.

> "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 semestre.

> "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 alcune 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 semestre.

- > "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 semestre.

- > "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 regola quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
 - 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 e al 1° gennaio 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 semestre.
- > "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 semestre.
- > "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 semestre.
- > "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 non ha, pertanto, comportato effetti sui risultati economici del primo semestre 2009, presentati ai fini comparativi nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato, mentre ha comportato la rilevazione di maggiori ricavi nel primo semestre 2010 per 292 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.

Rideterminazione dei dati di Stato patrimoniale al 1° gennaio 2009 e al 31 dicembre 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 presentate, ai soli fini comparativi, nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato. In particolare, l'applicazione retrospettica delle interpretazioni contenute nell'IFRIC 12 ha prodotto coerenti riclassifiche nello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2009 e al 1° gennaio 2009 (leggi 31 dicembre 2008), 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 del solo Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2009.

Inoltre, i dati di Stato patrimoniale presentati nel bilancio consolidato 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 e delle passività e delle passività potenziali assunte con l'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa (avvenuta in data 25 giugno 2009). Il completamento del processo di allocazione del prezzo di acquisto del 25,01% di Endesa non ha invece generato effetti sui risultati economici del primo semestre 2009 presentati, ai fini comparativi, nel Conto economico consolidato incluso nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Per un maggior dettaglio informativo circa l'allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a tale quota azionaria, si rinvia allo specifico paragrafo contenuto nella nota 3 del presente bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Nella tabella seguente sono riportate le variazioni agli schemi di Stato patrimoniale, evidenziando le differenze a seconda della motivazione che le ha originate.

Milioni di euro	Applicazione IFRIC 12		Applicazione IFRIC 12		PPA Endesa		Applicazione IFRIC 12	
	al 31.12.2008	al 01.01.2009	al 31.12.2009	al 31.12.2009				
ATTIVITÀ		<i>restated</i>					<i>restated</i>	
Attività non correnti								
Immobili, impianti e macchinari	61.524	(1.519)	60.005	79.100	661	(3.174)	76.587	
Investimenti immobiliari	462	-	462	295	-	-	295	
Attività immateriali	25.779	1.372	27.151	34.403	1.468	2.849	38.720	
Attività per imposte anticipate	5.881	-	5.881	6.238	-	-	6.238	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	397	-	397	1.029	-	-	1.029	
Attività finanziarie non correnti	4.338	17	4.355	8.954	-	70	9.024	
Altre attività non correnti	1.937	-	1.937	976	-	-	976	
	100.318	(130)	100.188	130.995	2.129	(255)	132.869	
Attività correnti								
Rimanenze	2.182	-	2.182	2.500	-	-	2.500	
Crediti commerciali	12.378	-	12.378	13.010	-	-	13.010	
Crediti tributari	1.239	-	1.239	1.534	-	-	1.534	
Attività finanziarie correnti	3.255	-	3.255	4.186	-	-	4.186	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.106	-	5.106	4.170	-	-	4.170	
Altre attività correnti	3.478	-	3.478	3.490	-	-	3.490	
	27.638	-	27.638	28.890	-	-	28.890	
Attività possedute per la vendita	5.251	-	5.251	572	-	-	572	
TOTALE ATTIVITÀ	133.207	(130)	133.077	160.457	2.129	(255)	162.331	

Milioni di euro		Applicazione IFRIC 12		PPA Endesa	Applicazione IFRIC 12	Applicazione IFRIC 18	
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 31.12.2008		al 01.01.2009 <i>restated</i>	al 31.12.2009			al 31.12.2009 <i>restated</i>
Patrimonio netto del Gruppo							
Capitale sociale	6.186	-	6.186	9.403	-	-	9.403
Altre riserve	3.329		3.329	7.888	(78)	-	7.810
Utili e perdite accumulati	6.827	(6)	6.821	10.759	659	(9)	11.409
Risultato dell'esercizio	4.056	-	4.056	4.455	(25)	-	4.646
	20.398	(6)	20.392	32.505	556	(9)	33.268
Patrimonio netto di terzi	5.897	-	5.897	11.848	805	(8)	12.665
TOTALE PATRIMONIO NETTO	26.295	(6)	26.289	44.353	1.361	(17)	45.933
Passività non correnti							
Finanziamenti a lungo termine	51.045	-	51.045	55.850	-	-	55.850
TFR e altri benefici ai dipendenti	2.910	-	2.910	3.110	-	-	3.110
Fondi rischi e oneri	6.922	-	6.922	8.846	-	-	8.846
Passività per imposte differite	6.880	-	6.880	10.245	768	3	11.107
Passività finanziarie non correnti	3.113	-	3.113	2.964	-	18	2.982
Altre passività non correnti	3.431	(124)	3.307	1.829	-	(261)	1.241
	74.301	(124)	74.177	82.844	768	(240)	83.136
Passività correnti							
Finanziamenti a breve termine	5.467	-	5.467	7.542	-	-	7.542
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.110	-	3.110	2.909	-	-	2.909
Debiti commerciali	10.600	-	10.600	11.174	-	-	11.174
Debiti per imposte sul reddito	1.991	-	1.991	1.482	-	-	1.482
Passività finanziarie correnti	2.454	-	2.454	1.784	-	-	1.784
Altre passività correnti	7.198	-	7.198	8.145	-	2	8.147
	30.820	-	30.820	33.036	-	2	33.038
Passività possedute per la vendita	1.791	-	1.791	224	-	-	224
TOTALE PASSIVITÀ	106.912	(124)	106.788	116.104	768	(238)	116.398
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	133.207	(130)	133.077	160.457	2.129	(255)	162.331

Società a controllo congiunto

Le partecipazioni in società a controllo congiunto (*joint venture*), nelle quali il Gruppo Enel esercita un controllo congiunto con altre entità, sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le passività, i ricavi e i costi in misura proporzionale alla quota di pertinenza del Gruppo, dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto e fino alla data in cui lo stesso cessa. Nel valutare l'esistenza di controllo congiunto si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili. Nella seguente tabella sono riepilogati i principali valori delle società a controllo congiunto incluse nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Milioni di euro	Enel Unión Fenosa Renovables ⁽¹⁾	RusEnergSbyt	Artic Russia	Nuclenor	Atacama	Tejo
Percentuale di consolidamento	50,0%	49,5%	40,0%	50,0%	18,2%	38,9%
Attività non correnti	747	65	326	173	322	623
Attività correnti	84	36	67	104	173	190
Passività non correnti	458	4	-	123	29	533
Passività correnti	198	40	-	40	285	70
Ricavi operativi	52	521	-	55	237	62
Costi operativi	40	489	-	85	196	49

(1) Include i valori relativi alle società sulle quali viene esercitato un controllo congiunto con altri soci.

2. Gestione del rischio

Rischio mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi delle *commodity*. Per contenere tale esposizione all'interno dei limiti definiti all'inizio dell'esercizio nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Enel è inoltre impegnata in una marginale attività di *proprietary trading*, con l'obiettivo di presidiare i mercati delle *commodity* energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di limitate esposizioni sulle *commodity* energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone ed energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e *over the counter*, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni di arbitraggio e in base alle aspettative sull'evoluzione dei mercati. L'attività si svolge all'interno di una *governance* formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio definiti a livello di Gruppo, il cui rispetto viene verificato giornalmente da una struttura organizzativa indipendente rispetto a chi esegue le operazioni. I limiti di rischio dell'attività di *proprietary trading* sono fissati in termini di *Value at Risk* su un periodo temporale di un giorno e un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati per il 2010 è pari a circa 19 milioni di euro. Le operazioni che soddisfano i requisiti imposti dai principi contabili per il trattamento "in *hedge accounting*" sono designate "di copertura", mentre quelle che non soddisfano i requisiti richiesti dai principi sono classificate "di *trading*".

Il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, prezzi delle *commodity*, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alla curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine esercizio forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi a *commodity*, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercati sia regolamentati sia non regolamentati.

Le attività e passività finanziarie relative a strumenti derivati sono classificate in:

- > derivati di *cash flow hedge*, relativi alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile o alla copertura del rischio di cambio collegato con l'approvvigionamento di combustibili il cui prezzo è espresso in valuta, alla copertura del rischio di variazione dei prezzi del carbone e delle *commodity* petrolifere, alla copertura del rischio di cambio collegato con l'approvvigionamento di combustibili il cui prezzo è espresso in valuta estera (in prevalenza dollari statunitensi), nonché alla copertura dei ricavi derivanti dalla vendita di energia ("Contratti per differenza a due vie" e altri derivati su energia);
- > derivati di *fair value hedge*, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del *fair value* di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- > derivati di *net investment in foreign operation* relativi alla copertura del rischio di traslazione derivante dal consolidamento di partecipazioni denominate in valuta estera;
- > derivati di *trading* relativi alle attività di *proprietary trading* su *commodity* ovvero relativi alla copertura del rischio tasso, cambio e *commodity* per i quali non si ravvisi l'opportunità di designazione quali operazioni di *cash flow hedge* / *fair value hedge* o per i quali non siano soddisfatti i requisiti formali richiesti dallo IAS 39.

Il valore nozionale di un derivato è l'importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale importo può essere espresso sia in base a un valore sia in base a quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando il tasso di cambio in essere alla data di bilancio.

Rischio tasso di interesse

Il duplice obiettivo di riduzione dell'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenimento del costo della provvista viene raggiunto ponendo in essere varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap*, *interest rate option* e *swaption*. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I contratti di *interest rate swap* prevedono tipicamente lo scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

I contratti di *interest rate option* prevedono, al raggiungimento di valori soglia

predefiniti (c.d. *strike*), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un capitale nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. *cap*) o il tasso minimo (c.d. *floor*) al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura. È possibile inoltre effettuare strategie di copertura tramite combinazioni di opzioni (c.d. *collar*), che consentono di fissare contemporaneamente il tasso minimo e il tasso massimo; in tal caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. *zero cost collar*).

I contratti di *interest rate option* vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative di Enel sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l'utilizzo degli *interest rate option* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, consentendo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse.

I contratti di *swaption* prevedono l'acquisto (o la vendita) del diritto di entrare, a una certa data futura, in un contratto di *interest rate swap* a condizioni contrattuali predeterminate (il tasso fisso dell'*interest rate swap* sottostante rappresenta lo *strike* dell'opzione).

Tali contratti vengono normalmente stipulati in vista di future emissioni obbligazionarie (c.d. operazioni di *pre-hedge*), ove la Società decida di fissare anticipatamente il costo di indebitamento, e vengono estinti o esercitati in corrispondenza dell'effettiva emissione. In modo del tutto analogo a quanto esposto per gli *interest rate collar*, è possibile porre in essere strategie *zero cost* tramite *swaption*, che consentono di fissare anticipatamente il tasso massimo e minimo dell'indebitamento e di beneficiare di eventuali riduzioni del livello dei tassi. L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile del Gruppo Enel esposto alla variabilità dei tassi di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato. Al 30 giugno 2010 il 47% dell'indebitamento finanziario netto è indicizzato a tasso variabile (51% al 31 dicembre 2009). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate come di *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio tasso scende al 25% (26% al 31 dicembre 2009). Considerando ai fini del rapporto di copertura anche i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno i requisiti necessari per essere contabilizzati secondo le regole dell'*hedge accounting*, tale percentuale si attesta al 18% (20% al 31 dicembre 2009).

Al 30 giugno 2010, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base (0,01%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 4 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 5 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*.

Un aumento (diminuzione) dei tassi di interesse di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo (positivo) a Conto economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 1 milione di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2009).

Rischio tasso di cambio

L'esposizione al rischio di tasso di cambio del Gruppo Enel deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

- > debito denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi, accesso a livello di *holding* o delle singole *subsidiary*;
- > flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
- > flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni.

Al fine di minimizzare tale rischio il Gruppo pone in essere, tipicamente sul mercato *over the counter*, diverse tipologie di contratti derivati e in particolare *currency forward*, *cross currency interest rate swap*, *currency option*. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I *cross currency interest rate swap* sono utilizzati per trasformare una passività a lungo termine denominata in divisa estera, a tasso fisso o variabile, in un'equivalente passività denominata in euro, a tasso fisso o variabile. Oltre ad avere i nozionali di riferimento denominati in divise diverse, tali strumenti differiscono dagli *interest rate swap* in quanto prevedono sia lo scambio periodico di flussi di interesse sia lo scambio finale dei flussi di capitale.

I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. *strike*); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable forward*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Le *currency option* prevedono l'acquisto (o la vendita) del diritto di scambiare, a una certa data futura, due flussi di capitale denominati in divise diverse a condizioni contrattuali predeterminate (il tasso di cambio contrattuale rappresenta lo *strike* dell'opzione); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 31% (27% al 31 dicembre 2009) dell'indebitamento lordo a lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa in valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrici della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento non coperta dal rischio cambio si riduce a circa il 2% (3% al 31 dicembre 2009), quota che si ritiene non possa avere impatti significativi sul Conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Al 30 giugno 2010, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 1.517 milioni di euro (1.348 milioni di euro al 31 dicembre

2009) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 1.855 milioni di euro (1.633 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*.

Rischio prezzo *commodity*

Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche e nell'ambito dell'attività di *proprietary trading*.

L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo delle *commodity* deriva sia dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali, nonché di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite in Borsa).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta sulla Borsa dell'energia elettrica, Enel ricorre alla stipula di "Contratti per differenza (CFD) a due vie", nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il Prezzo Unico Nazionale superi il prezzo *strike*, e a favore di Enel nel caso contrario.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite sulla Borsa non coperte da CFD a due vie, è valutata e gestita in funzione di una stima dei costi di generazione in Italia. Le posizioni residue così determinate sono aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato.

Rischio di credito

Il Gruppo Enel gestisce questo tipo di rischio scegliendo esclusivamente controparti con elevato *standing* creditizio considerate solvibili dal mercato e non presenta significative concentrazioni del rischio di credito.

Il rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati è considerato di entità marginale, in quanto le controparti delle predette operazioni sono selezionate nell'ambito delle primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, avendo cura di diversificare l'operatività tra i diversi istituti e attuando un costante monitoraggio dell'evoluzione del relativo merito creditizio.

Inoltre, Enel ha sottoscritto, con le principali istituzioni finanziarie con cui opera, accordi di marginazione che prevedono lo scambio di *cash collateral*, in grado di mitigare significativamente l'esposizione al rischio di controparte.

Nell'ambito del processo di approvvigionamento di combustibili per la generazione termoelettrica e delle operazioni di vendita e distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas e della vendita di gas ai clienti eligibili, Enel impegna linee di credito commerciali verso controparti esterne. La scelta di tali controparti è attentamente monitorata mediante la valutazione del rischio di credito a esse associato e la richiesta di adeguate garanzie e/o depositi cauzionali volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di "default" della controparte. Enel ritiene non materiale l'impatto economico sugli esercizi successivi dell'eventuale insolvenza delle controparti degli strumenti finanziari derivati in essere alla data di bilancio, sulla base dell'elevato merito creditizio di queste, della natura dello strumento (che prevede lo scambio dei soli flussi differenziali) e della diversificazione del rischio ottenuta mediante il frazionamento delle posizioni fra le diverse controparti.

Rischio di liquidità

Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International SA, la funzione di tesoreria centralizzata a livello di Gruppo (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate International Endesa BV ed Endesa Capital SA), sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e utilizzando una pluralità di fonti di finanziamento; inoltre, assicura un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel nonostante la recente crisi dei mercati finanziari, nel corso del primo semestre del 2010 sono state effettuate emissioni obbligazionarie destinate al mercato *retail* europeo per complessivi 3 miliardi di euro ed è stata stipulata da parte di Enel SpA e della sua controllata Enel Finance International SA una linea di credito rotativa quinquennale da 10 miliardi di euro fruibile per la gestione del capitale circolante (non connessa dunque al programma di rifinanziamento del debito in essere).

Al 30 giugno 2010 il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 3,5 miliardi di euro di *cash* o *cash equivalent*, di cui 1,1 miliardi di euro in capo a Endesa, nonché *committed credit lines* disponibili per 17,4 miliardi di euro, di cui 5,5 miliardi in capo a Endesa.

Le *committed credit lines* ammontano a 28,7 miliardi di euro (utilizzate per 11,3 miliardi di euro), di cui 9,1 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 3,6 miliardi di euro); le *uncommitted credit lines* sono 2,8 miliardi di euro (utilizzate per 0,8 miliardi di euro), di cui 1,7 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 0,5 miliardi di euro).

Inoltre, il Gruppo ha a disposizione programmi di *commercial paper* per un controvalore complessivo di 11,1 miliardi di euro (utilizzati per 7,6 miliardi di euro), di cui 5,0 miliardi di euro in capo a Endesa tramite le sue controllate (utilizzati per 2,9 miliardi di euro).

3. Principali variazioni area di consolidamento

L'area di consolidamento del primo semestre 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, 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.

Si ricorda che, come avvenuto nel bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2009, nei dati economici relativi al primo semestre 2009, inclusi ai fini comparativi nel presente documento, sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale. Con riferimento a tali effetti, si evidenzia che il "Risultato delle *discontinued operations*" include l'adeguamento del valore delle attività per un ammontare pari a 136 milioni di euro, effettuato nel corso del primo trimestre 2009 quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione.

Nello Stato patrimoniale consolidato al 30 giugno 2010 le voci "Attività possedute per la vendita" e "Passività possedute per la vendita" includono talune attività detenute da Endesa in Spagna (tra cui Endesa Gas e le attività relative alla trasmissione di energia elettrica in alta tensione), Grecia e in America Latina che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per tale classificazione. Le voci includono al 30 giugno 2010, infine, le attività e le passività relative alle società Enel Maritza East 3 (e relativa *holding* di controllo), Enel Operations Bulgaria (e relativa *holding* di controllo) ed Enel Green Power Bulgaria, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative per la loro cessione a terzi.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative alla quota del 25,01% di Endesa

A seguito dell'acquisizione effettuata in data 25 giugno 2009 del 25,01% del capitale sociale di Endesa detenuto, direttamente e indirettamente, da Acciona, Enel a partire da tale data detiene nel capitale della società spagnola una partecipazione pari al 92,06% e ne ha il pieno controllo.

Conformemente a quanto disciplinato dall'IFRS 3, nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 la determinazione dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte in essere alla data dell'acquisizione era stata effettuata su base provvisoria, poiché alla data di redazione del bilancio non erano stati ancora finalizzati alcuni processi valutativi relativi a tale seconda aggregazione. Lo Stato patrimoniale incluso nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 recepiva alcune rettifiche apportate, quale allocazione provvisoria alla data della seconda aggregazione, dovute essenzialmente alla rettifica delle passività connesse a talune tipologie di impianti della rete di trasmissione di energia elettrica in Spagna.

Il *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte è stato determinato in via definitiva nel primo semestre 2010 entro i termini previsti dall'IFRS 3, e l'eccedenza del prezzo di acquisizione rispetto al *fair value* delle attività nette acquisite, quantificata in 3.424 milioni di euro, è stata rilevata come avviamento.

Nella seguente tabella è esposta la determinazione definitiva dell'avviamento relativo all'acquisizione di Endesa.

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione ⁽¹⁾	5.395
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> : ⁽²⁾	
- attività materiali	262
- attività immateriali	587
- altre attività	31
- altre passività non correnti	1.109
- passività per imposte differite nette	(593)
- minoritari	(526)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione ⁽¹⁾	6.265
Valore dell'operazione ⁽³⁾	9.689
Avviamento	3.424

(1) Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel al 25,01%.

(2) Le rettifiche sono determinate con riferimento alla quota del 32,95%, che include la quota attribuibile ai soci minoritari.

(3) Inclusi oneri accessori.

Si segnala che il valore dell'avviamento, pari a 3.424 milioni di euro, conformemente all'IFRS 3, riflette il maggior valore del costo di acquisto rispetto al *fair value* delle attività nette acquisite ed è riferibile ai benefici economici futuri derivanti da attività che non possono essere identificate separatamente ai sensi del suddetto principio contabile.

Nella seguente tabella sono esposti i *fair value* provvisori e definitivi delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione del 25 giugno 2009, con evidenza di quanto contabilizzato a seguito dell'allocazione provvisoria effettuata al 31 dicembre 2009 e quanto contabilizzato nel primo semestre 2010 a seguito dell'allocazione definitiva.

SITUAZIONE CONTABILE ENDESA ALLA DATA DI ACQUISIZIONE (25,01%)

Milioni di euro	Valori contabili ante 25.06.2009	Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> effettuate in via provvisoria al 31.12.2009	Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> effettuate in via definitiva nel 2010	Valori rilevati al 25.06.2009
Attività materiali	13.171	37	225	13.433
Attività immateriali	4.455	-	587	5.042
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	1.702	-	-	1.702
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	560	-	-	560
Altre attività correnti e non	4.693	31	-	4.724
Totale attività	24.581	68	812	25.461
Patrimonio netto di Gruppo	5.395	624	246	6.265
Minoritari	4.122	210	316	4.648
Indebitamento finanziario	6.686	-	-	6.686
Debiti commerciali	1.575	-	-	1.575
Passività finanziarie e Altre passività correnti e non	5.382	(766)	250	4.866
Benefici relativi al personale e fondi rischi	1.421	-	-	1.421
Totale patrimonio netto e passività	24.581	68	812	25.461

Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, sono riconducibili ai seguenti fenomeni:

- > adeguamento del valore di alcune attività materiali e immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;
 - > adeguamento del valore di alcune passività connesse a talune tipologie di impianti della rete di trasmissione elettrica in Spagna;
 - > determinazione, ove applicabile, degli effetti fiscali sulle rettifiche sopra descritte;
 - > allocazione, ove applicabile, delle suddette rettifiche al patrimonio netto di terzi.
- Rispetto alla determinazione provvisoria effettuata al 31 dicembre 2009, l'identificazione delle ulteriori rettifiche ha generato un maggior valore delle attività nette acquisite (al netto della quota attribuibile ai soci minoritari) per 984 milioni di euro e, in conformità con quanto previsto dall'IFRS 3 per le aggregazioni aziendali in più fasi, tale adeguamento è stato riflesso, nella ragione del 67,05%, a incremento del patrimonio netto di Gruppo per un ammontare pari a 659 milioni di euro. Tenuto conto dell'effetto, rilevato già in sede di allocazione provvisoria al 31 dicembre 2009, per 1.670 milioni di euro, l'incremento complessivo del patrimonio netto di Gruppo dovuto al 67,05% delle rettifiche individuate è di 2.329 milioni di euro.

Per effetto della suddetta determinazione in via definitiva del *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione, i dati del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009 sono

stati rideterminati, con un conseguente incremento del patrimonio netto consolidato di Gruppo pari a 556 milioni di euro. Tale variazione include la riduzione dell'utile netto consolidato di competenza del Gruppo per 25 milioni di euro, conseguente ai diversi ammortamenti effettuati sulle attività materiali e immateriali per le quali è stato modificato, ovvero identificato, il relativo *fair value* acquisito e alle differenze di conversione valutaria calcolate sui nuovi valori delle attività acquisite e delle passività assunte rispetto a quelli contabilizzati in via provvisoria.

Relativamente all'acquisizione di Endesa, il Gruppo allocherà alle *cash generating unit* l'avviamento emergente nei termini previsti dai principi contabili di riferimento.

Aggregazioni aziendali effettuate nel corso del primo semestre 2010

In merito alle acquisizioni avvenute nel corso del primo semestre 2010, la rilevazione delle differenze tra il costo delle partecipazioni e le attività acquisite al netto delle passività assunte è stata effettuata in via provvisoria nella voce "Avviamento" in attesa di completare il processo di allocazione del prezzo.

ACQUISIZIONE DI PADOMA WIND POWER

Milioni di euro	
Attività materiali	1
Attività immateriali	4
Totale attività nette acquisite	5
Avviamento	30
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	35
Effetto cassa al 30 giugno 2010	24

(1) Include oneri accessori e corrispettivi potenziali.

La contribuzione di Padoma Wind Power, quale società neoacquisita, non ha effetti sul risultato operativo del Gruppo.

ACQUISIZIONE DI ENEL LONGANESI DEVELOPMENT

Milioni di euro	
Attività immateriali	8
Totale attività nette acquisite	8
Avviamento	35
Valore dell'operazione	43
Effetto cassa al 30 giugno 2010	43

La contribuzione di Enel Longanesi Development, quale società neoacquisita, non ha effetti sul risultato operativo del Gruppo.

ACQUISIZIONE DI ENEL GREEN POWER CALABRIA, MAICOR WIND, ENEL GREEN POWER PUGLIA (GIÀ ITALGEST WIND), ENEL GREEN POWER STRAMBINO SOLAR, ALTOMONTE FV (GIÀ RESIT ALTOMONTE), ENERLIVE, ENERGIA EOLICA ED ENEL GREEN POWER TSS (GIÀ ANEMOS 1)

Milioni di euro	
Attività materiali	8
Altre attività correnti e non	2
Totale attività	10
Indebitamento finanziario	2
Passività finanziarie e Altre passività correnti e non	4
Totale passività	6
Totale attività nette acquisite	4
Avviamento	22
Avviamento negativo	(2)
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	24
Effetto cassa al 30 giugno 2010	10

(1) Include oneri accessori e corrispettivi potenziali.

La contribuzione di tali società, in quanto neoacquisite, non ha effetti sul risultato operativo del Gruppo.

4. Dati economici e patrimoniali 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.

PRIMO SEMESTRE 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.062	5.629	48	1.189	14.774	3.039	867	168	47	(21)	34.802
Ricavi intersettoriali	86	2.607	280	2.225	69	72	107	155	477	(6.078)	-
Totale ricavi	9.148	8.236	328	3.414	14.843	3.111	974	323	524	(6.099)	34.802
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(381)	399	-	-	26	(13)	63	(2)	-	-	92
Risultato operativo	51	960	5	1.405	2.578	581	495	(6)	19	(5)	6.083
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.767)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.263
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.053
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.053
Attività operative	6.429	14.938	165	17.111	81.078 ⁽²⁾	13.108 ⁽⁴⁾	8.840 ⁽⁶⁾	1.125	2.445	(5.640)	139.599
Passività operative	5.052	3.668	308	5.513	11.817 ⁽³⁾	4.907 ⁽⁵⁾	1.018	1.472	1.325	(5.671)	29.409
Investimenti	16	293	4	509	875	559	339	-	34	-	2.629

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

(3) Di cui 252 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 603 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 69 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

PRIMO SEMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	
Ricavi verso terzi	10.485	6.027	105	1.117	7.146	2.556	794	191	57	(21)	28.457
Ricavi intersettoriali	128	3.267	352	2.354	3	93	69	165	452	(6.883)	-
Totale ricavi	10.613	9.294	457	3.471	7.149	2.649	863	356	509	(6.904)	28.457
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(378)	427	-	-	(522)	13	46	1	-	-	(413)
Risultato operativo	(9)	1.533	12	1.596	1.462	392	507	50	40	(4)	5.579
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(188)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.333
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.058
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(84)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.974
Attività operative ⁽²⁾	6.598	15.054	342	17.272	80.799 ⁽³⁾	12.292	6.423	1.229	2.197	(6.142)	136.064
Passività operative ⁽²⁾	5.471	4.218	363	5.651	13.016 ⁽⁴⁾	4.786	804	1.090	1.612	(4.981)	32.030
Investimenti	26	376	-	520	894	417	326	-	31	-	2.590

(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 attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i> ⁽¹⁾
Totale attività	167.396	162.331
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	19.386	18.480
Attività di natura fiscale	8.411	7.787
Attività di settore	139.599	136.064
<i>- di cui:</i>		
Mercato	6.429	6.598
Generazione ed Energy Management	14.938	15.054
Ingegneria e Innovazione	165	342
Infrastrutture e Reti	17.111	17.272
Iberia e America Latina ⁽²⁾	81.078	80.799
Internazionale ⁽³⁾	13.108	12.292
Energie Rinnovabili ⁽⁴⁾	8.840	6.423
Capogruppo	1.125	1.229
Servizi e Altre attività	2.445	2.197
Elisioni e rettifiche	(5.640)	(6.142)
Totale passività	117.467	116.398
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	74.059	71.159
Passività di natura fiscale	13.999	13.209
Passività di settore	29.409	32.030
<i>- di cui:</i>		
Mercato	5.052	5.471
Generazione ed Energy Management	3.668	4.218
Ingegneria e Innovazione	308	363
Infrastrutture e Reti	5.513	5.651
Iberia e America Latina ⁽⁵⁾	11.817	13.016
Internazionale ⁽⁶⁾	4.907	4.786
Energie Rinnovabili	1.018	804
Capogruppo	1.472	1.090
Servizi e Altre attività	1.325	1.612
Elisioni e rettifiche	(5.671)	(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 2.314 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010 (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(3) Di cui 603 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

(4) Di cui 69 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

(5) Di cui 252 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010 (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2010.

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 34.274 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	30.572	24.518	6.054
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	1.919	1.673	246
Ricavi da vendita di combustibili	135	92	43
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	659	318	341
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	85	151	(66)
Altre vendite e prestazioni	904	746	158
Totale	34.274	27.498	6.776

I "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" comprendono prevalentemente ricavi da vendite di energia e trasporto effettuate all'estero per complessivi 17.258 milioni di euro (10.763 milioni di euro nel primo semestre 2009), ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica sui mercati finali domestici per 7.430 milioni di euro (8.789 milioni di euro nel primo semestre 2009), nonché ricavi da vendita di energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e ad altri rivenditori in Italia per 4.009 milioni di euro (4.443 milioni di euro nel primo semestre 2009). In particolare, i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica all'estero risentono degli effetti (pari a 2.180 milioni di euro) connessi all'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, della nuova regolazione tariffaria nel mercato spagnolo di vendita e distribuzione dell'energia elettrica con l'introduzione della *Tarifa de Ultimo Recurso*.

I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" ammontano nel primo semestre 2010 a 1.919 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita di gas naturale in Italia per 1.076 milioni di euro (1.171 milioni di euro nel primo semestre 2009), ricavi da trasporto di gas naturale in Italia per 205 milioni di euro (139 milioni di euro nel primo semestre 2009), nonché ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 638 milioni di euro (363 milioni di euro nel primo semestre 2009).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 135 milioni di euro, includono nel primo semestre 2010 vendite di altri combustibili per 89 milioni di euro (67 milioni di euro nel primo semestre 2009), cui si aggiungono vendite di gas naturale per 46 milioni di euro (25 milioni di euro nel primo semestre 2009).

I "Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas" includono nel primo semestre 2010 l'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 per 292 milioni di euro.

I "Ricavi per lavori in corso su ordinazione" si riferiscono alle attività di ingegneria e costruzioni per clienti terzi.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro	1° semestre	
	2010	2009
Italia	14.705	16.042
Europa	14.286	8.119
Americhe	4.620	2.876
Medio Oriente	-	1
Altre	663	460
Totale	34.274	27.498

5.b Altri ricavi – Euro 528 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Rimborso <i>stranded cost</i> per gas nigeriano	-	72	(72)
Contributi a preventivo e altri contributi	12	125	(113)
Rimborsi vari	69	77	(8)
Plusvalenze da cessione attività	7	308	(301)
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	7	1	6
Premi per continuità del servizio	-	17	(17)
Altri ricavi	433	359	74
Totale	528	959	(431)

Il "Rimborso *stranded cost* per gas nigeriano" si riferisce ai contributi ricevuti a seguito del diritto al rimborso (scaduto il 1° gennaio 2010) dei costi di generazione non recuperabili a seguito del decreto emesso il 6 agosto 2004 dal Ministero delle Attività Produttive.

Le "Plusvalenze da cessione attività" realizzate nel primo semestre 2009 si riferiscono interamente alla cessione avvenuta in data 1° aprile dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione, società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti.

Costi

6.a Materie prime e materiali di consumo – Euro 16.944 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Energia elettrica	11.685	10.359	1.326
Combustibili e gas	4.523	3.603	920
Materiali	736	544	192
Totale	16.944	14.506	2.438
- di cui capitalizzati	485	323	162

Gli acquisti di “Energia elettrica” includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall’Acquirente Unico per 2.888 milioni di euro (3.576 milioni di euro nel primo semestre 2009), quelli dal Gestore dei Mercati Energetici per 1.646 milioni di euro (2.308 milioni di euro nel primo semestre 2009) e gli acquisti da importazione in Italia per 159 milioni di euro (155 milioni di euro nel primo semestre 2009). Gli acquisti di “Combustibili e gas” si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 2.658 milioni di euro e agli acquisti di altri combustibili per 1.865 milioni di euro.

6.b Servizi – Euro 6.609 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Vettoriamenti passivi	4.205	1.363	2.842
Manutenzioni e riparazioni	557	451	106
Telefoniche e postali	172	145	27
Servizi di comunicazione	46	45	1
Servizi informatici	62	62	-
Godimento beni di terzi	284	257	27
Altri servizi	1.283	977	306
Totale	6.609	3.300	3.309

I “Vettoriamenti passivi” del primo semestre 2010 includono l’effetto, pari a 1.437 milioni di euro, derivante dai cambiamenti regolatori connessi all’applicazione nel mercato iberico a partire dal 1° luglio 2009 della *Tarifa de Ultimo Recurso*.

6.c Costo del personale – Euro 2.254 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Salari e stipendi	1.664	1.447	217
Oneri sociali	419	382	37
Trattamento di fine rapporto	55	56	(1)
Altri costi	116	141	(25)
Totale	2.254	2.026	228
- di cui capitalizzati	307	308	(1)

Il costo del personale del primo semestre 2010 è in crescita di 228 milioni di euro, con un aumento della consistenza media del 6,3%. Tale costo risente sostanzialmente della variazione di perimetro intervenuta nei due periodi in analisi, nonché degli adeguamenti retributivi conseguenti al rinnovo del contratto di lavoro in Italia.

6.d Ammortamenti e perdite di valore – Euro 2.795 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Ammortamenti delle attività materiali	2.200	1.911	289
Ammortamenti delle attività immateriali	412	230	182
Perdite di valore	183	219	(36)
Totale	2.795	2.360	435

La voce "Perdite di valore" nel primo semestre 2010 si riferisce prevalentemente all'adeguamento di valore di crediti commerciali pari a 193 milioni di euro (197 milioni di euro nel primo semestre 2009).

6.e Altri costi operativi – Euro 1.001 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	69	42	27
Oneri per acquisto di certificati verdi	116	308	(192)
Imposte e tasse	378	264	114
Altri	438	290	148
Totale	1.001	904	97

6.f Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (792) milioni

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 307 milioni di euro a costi del personale e per 485 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 308 milioni di euro e 323 milioni di euro nel primo semestre 2009).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

7 Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* – Euro 92 milioni

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 213 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso del periodo e per 121 milioni di euro a oneri netti da valutazione dei contratti derivati su *commodity* in essere al 30 giugno 2010.

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Proventi			
Da valutazione su "Contratti per differenza" in essere a fine periodo	10	14	(4)
Da valutazione su altri contratti in essere a fine periodo	542	402	140
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine periodo	552	416	136
Proventi realizzati su contratti chiusi nel periodo	445	117	328
Totale proventi	997	533	464
Oneri			
Oneri da valutazione su contratti in essere a fine periodo	(673)	(683)	10
Realizzati su "Contratti per differenza" chiusi nel periodo	-	(52)	52
Realizzati su altri contratti chiusi nel periodo	(232)	(211)	(21)
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nel periodo	(232)	(263)	31
Totale oneri	(905)	(946)	41
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY	92	(413)	505
- di cui per derivati di trading/non copertura IFRS/IAS	70	(403)	473
- di cui quota inefficace su CFH	9	-	9

8 Proventi/(Oneri) finanziari – Euro (1.766) milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti):			
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	19	73	(54)
- proventi finanziari su titoli non correnti designati a <i>fair value through profit or loss</i>	-	1	(1)
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	70	52	18
Totale interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti)	89	126	(37)
Differenze positive di cambio	483	390	93
Proventi da strumenti derivati:			
- proventi da derivati di <i>cash flow hedge</i>	1.526	215	1.311
- proventi da derivati a <i>fair value through profit or loss</i>	148	1.077	(929)
- proventi da derivati di <i>fair value hedge</i>	121	65	56
Totale proventi da strumenti derivati	1.795	1.357	438
Proventi da partecipazioni	30	34	(4)
Altri proventi	44	234	(190)
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	2.441	2.141	300

I proventi finanziari, pari a 2.441 milioni di euro, registrano un aumento di 300 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Tale incremento si riferisce principalmente all'effetto positivo delle operazioni di *cross currency swap* a copertura del debito, che mostrano una variazione di 1.311 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, compensato dalla variazione dei proventi da derivati a *fair value* tramite Conto economico per 929 milioni di euro (che nel primo semestre 2009 accoglievano 970 milioni di euro riferiti all'esercizio anticipato della *put option* concessa ad Acciona ed esercitata nel 2009), nonché dalla riduzione degli altri proventi per 190 milioni di euro.

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):			
- interessi passivi su debiti verso banche	308	362	(54)
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	890	665	225
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	123	92	31
- altri oneri su debiti finanziari	8	2	6
Totale interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):	1.329	1.121	208
Differenze negative di cambio	1.833	485	1.348
Oneri da strumenti derivati:			
- oneri da derivati di <i>cash flow hedge</i>	289	156	133
- oneri da derivati a <i>fair value through profit or loss</i>	252	166	86
- oneri da derivati di <i>fair value hedge</i>	2	26	(24)
Totale oneri da strumenti derivati	543	348	195
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	139	91	48
Attualizzazione altri fondi	189	132	57
Oneri da partecipazioni	13	14	(1)
Altri oneri	161	159	2
TOTALE ONERI FINANZIARI	4.207	2.350	1.857

Gli oneri finanziari, pari a 4.207 milioni di euro, sono in aumento di 1.857 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009.

In particolare, l'incremento degli interessi e altri oneri su debiti finanziari, pari a 208 milioni di euro, è essenzialmente influenzato dal consolidamento integrale del debito di Endesa, nonché dalla strategia di rifinanziamento del debito intrapresa nell'ultimo trimestre 2009 e continuata nei primi mesi del 2010, volta ad allungare la vita media residua del debito e sostituire il *Credit Agreement*. L'aumento delle differenze negative di cambio, pari a 1.348 milioni di euro, è attribuibile in principal modo all'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro, coperto da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap*. Infine, gli oneri da strumenti derivati registrano un aumento di 195 milioni di euro, dovuto alla generalizzata riduzione della curva dei tassi di interesse rispetto al primo semestre 2009.

9 Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (1) milione

Il risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nel primo semestre 2010 è negativo per 1 milione di euro, in calo di 22 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

10 Imposte – Euro 1.263 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Imposte correnti	1.623	1.690	(67)
Imposta sostitutiva	-	15	(15)
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(168)	(111)	(57)
Imposte differite	(399)	(268)	(131)
Imposte anticipate	207	7	200
Totale	1.263	1.333	(70)

Le imposte del primo semestre 2010 ammontano a 1.263 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,3% a fronte di un'incidenza del 24,7% nel primo semestre 2009. Tale andamento è da attribuire essenzialmente agli effetti derivanti dalla rilevazione, nel primo semestre 2009, di proventi fiscalmente non rilevanti o parzialmente esenti ai fini fiscali. Le imposte del periodo stimate sulle società estere sono pari a 486 milioni di euro (288 milioni di euro nel primo semestre 2009).

11 Risultato delle *discontinued operations* – Euro 0 milioni

La voce accoglie nel primo semestre 2009 i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riconducibili alle attività e alle passività di Enel Rete Gas, a seguito dello stato che la procedura di dismissione aveva raggiunto al 30 giugno 2009.

Milioni di euro	1° semestre		
	2010	2009	Variazione
Enel Rete Gas:			
Ricavi	-	166	(166)
Costi	-	129	(129)
Risultato operativo	-	37	(37)
Oneri finanziari netti	-	(15)	15
Imposte sul reddito	-	30	(30)
<i>Impairment</i>	-	(136)	136
Risultato Enel Rete Gas	-	(84)	84
Risultato attività acquisite al fine della rivendita	-	-	-
RISULTATO DISCONTINUED OPERATIONS	-	(84)	84

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

12 Immobili, impianti e macchinari – Euro 77.201 milioni

Il dettaglio degli immobili, impianti e macchinari relativi al 30 giugno 2010 è il seguente.

Milioni di euro	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Terreni	561	538	23
Fabbricati	5.367	5.388	(21)
Impianti e macchinari	45.699	44.803	896
Attrezzature industriali e commerciali	15.956	16.529	(573)
Altri beni	426	552	(126)
Beni in <i>leasing</i>	391	371	20
Migliorie su immobili di terzi	79	84	(5)
Immobilizzazioni in corso e acconti	8.722	8.322	400
Totale	77.201	76.587	614

La variazione del periodo si riferisce sostanzialmente, oltre che agli ammortamenti per 2.200 milioni di euro, agli investimenti effettuati nel periodo per 2.411 milioni di euro e alle variazioni positive di cambio intervenute nel semestre per 2.240 milioni di euro. Gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2010 ammontano a 2.411 milioni di euro, in diminuzione rispetto al primo semestre 2009 di 97 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2010, distinti per tipologia di impianto:

Milioni di euro	1° semestre	
	2010	2009
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	637	837
- idroelettrici	114	128
- geotermoelettrici	68	72
- nucleari	227	130
- con fonti energetiche alternative	227	207
Totale impianti di generazione	1.273	1.374
Rete di distribuzione di energia elettrica	946	938
Rete di distribuzione di gas	11	26
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	181	170
TOTALE (1)	2.411	2.508

(1) Non include 24 milioni di euro di investimenti effettuati nel primo semestre 2010 (106 milioni di euro nel primo semestre 2009) relativi al perimetro di attività classificate come "possedute per la vendita".

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 1.273 milioni di euro, con un decremento di 101 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009. Essi sono sostanzialmente relativi a interventi in Europa e in America Latina finalizzati alla costruzione di nuovi impianti e trasformazione di centrali elettriche esistenti, effettuati anche ai fini della sicurezza e dell'ambiente.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 946 milioni di euro e aumentano di 8 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009, prevalentemente per l'incremento degli interventi all'estero, parzialmente compensati dalla riduzione degli interventi in Italia.

13 Attività immateriali – Euro 40.131 milioni

Il dettaglio delle attività immateriali relative al 30 giugno 2010 è di seguito riportato.

Milioni di euro	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Costi di sviluppo	9	35	(26)
Diritti di brevetto industriale e di utilizzo opere dell'ingegno	505	434	71
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	15.624	14.855	769
Accordi per servizi in concessione	3.711	3.333	378
Altre	580	597	(17)
Immobilizzazioni in corso e acconti	307	421	(114)
Avviamento	19.395	19.045	350
Totale	40.131	38.720	1.411

La variazione del periodo delle attività immateriali, a eccezione dell'avviamento, si riferisce sostanzialmente alle variazioni positive di cambio intervenute nel semestre per 1.666 milioni di euro e agli investimenti effettuati nel periodo per 219 milioni di euro; tali effetti sono parzialmente compensati dagli ammortamenti per 412 milioni di euro.

Le "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" includono beni a vita utile indefinita per un valore complessivo di 10.463 milioni di euro.

L'"Avviamento" al 30 giugno 2010 è pari a 19.395 milioni di euro, con un incremento nel periodo di 350 milioni di euro. Tale variazione è prevalentemente riferibile all'adeguamento dei valori al cambio di fine periodo (+214 milioni di euro), all'iscrizione del *goodwill* provvisorio relativo alle acquisizioni effettuate nel primo semestre 2010 (sostanzialmente riferibili a Enel Longanesi Development, Padoma Wind Power e alcune società acquisite nel corso del semestre da Enel Green Power Italia per complessivi 87 milioni di euro), all'adeguamento di valore del debito associato all'acquisizione di talune partecipazioni (+49 milioni di euro), nonché alla riclassifica alle "Attività possedute per la vendita", pari a 18 milioni di euro, dell'avviamento iscritto sulle partecipazioni in Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria ed Enel Green Power Bulgaria.

Il valore dell'avviamento è di seguito dettagliato.

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Endesa (include Enel Green Power España)	15.672	15.651	21
OGK-5	1.325	1.177	148
Slovenské elektrárne	697	697	-
Enel Energia	579	579	-
Enel Energie Muntenia ed Enel Distribuție Muntenia (già Electrica Muntenia Sud)	355	286	69
Enel Latin America	286	253	33
Enel North America	127	80	47
Enel Unión Fenosa Renovables	90	90	-
Enel Green Power Hellas	74	74	-
RusEnergosbyt	47	42	5
Enel Longanesi Development	35	-	35
Enel Green Power France	26	26	-
Nuove Energie	26	26	-
Enel Green Power Italia	22	-	22
Marcinelle Energie	19	20	(1)
Artic Russia	9	18	(9)
Enel Green Power Romania	5	5	-
Portoscuso Energia	1	1	-
Enel Maritza East 3	-	13	(13)
Wisco	-	2	(2)
Enel Operations Bulgaria	-	2	(2)
Enel Green Power Bulgaria	-	3	(3)
Totale	19.395	19.045	350

Con riguardo alla stima del valore recuperabile degli avviamenti già iscritti a titolo definitivo nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, in assenza di nuove indicazioni circa eventuali riduzioni di valore il Gruppo non ha effettuato alcun *impairment* di valore.

14 Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 6.066 milioni ed Euro 11.359 milioni

Nel seguito vengono dettagliate le variazioni delle “Attività per imposte anticipate” e delle “Passività per imposte differite” per tipologia di differenze temporali, determinate sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l’ammontare delle attività per imposte anticipate compensate, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Attività per imposte anticipate:			
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.210	1.218	(8)
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	2.694	2.697	(3)
- perdite fiscalmente riportabili	81	93	(12)
- valutazione strumenti finanziari	315	808	(493)
- altre partite	1.766	1.422	344
Totale	6.066	6.238	(172)
Passività per imposte differite:			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	2.138	2.033	105
- proventi a tassazione differita	103	104	(1)
- allocazione eccessi di costo a elementi dell’attivo	7.815	7.524	291
- valutazione strumenti finanziari	323	561	(238)
- altre partite	980	885	95
Totale	11.359	11.107	252
Attività per imposte anticipate nette compensabili			
	1.308	2.276	(968)
Attività per imposte anticipate non compensabili			
	3.813	2.882	931
Passività per imposte differite non compensabili			
	10.414	10.027	387

Le attività per imposte anticipate al 30 giugno 2010 sono pari a 6.066 milioni di euro, in diminuzione di 172 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 781 milioni di euro, in quanto sulla base delle stime attuali sui futuri imponibili fiscali non si ritiene certa la loro recuperabilità. In particolare, tali perdite sono relative per 598 milioni di euro alle *holding* di partecipazioni site in Olanda e Lussemburgo.

Le passività per imposte differite, pari a 11.359 milioni di euro al 30 giugno 2010 (11.107 milioni di euro al 31 dicembre 2009), accolgono le imposte differite relative prevalentemente alla parte di costo sostenuto allocata alle attività acquisite relativamente alle acquisizioni effettuate nei vari esercizi, nonché alla differenza tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

La variazione del semestre, sia per le attività per imposte anticipate sia per le passività per imposte differite, deriva essenzialmente dalla quota di competenza dell'esercizio, il cui effetto è parzialmente compensato dall'incremento dovuto alla variazione del cambio applicato alle partite non espresse in euro.

15 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 991 milioni

Nella seguente tabella è esposta la movimentazione delle principali partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Milioni di euro	Quota %		Impatto a Conto economico	Altri movimenti	Quota %	
al 31.12.2009 <i>restated</i>				al 30.06.2010		
SeverEnergia	287	19,6%	(6)	36	317	19,6%
Elica 2	133	30,0%	-	4	137	30,0%
Enel Rete Gas	144	19,9%	1	(14)	131	19,9%
LaGeo	85	36,2%	1	-	86	36,2%
Altre	380		3	(63)	320	
Totale	1.029		(1)	(37)	991	

16 Attività finanziarie non correnti – Euro 4.232 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2010		al 31.12.2009 <i>restated</i>	Variazione
Partecipazioni in altre imprese		670	608	62
Titoli diversi a <i>fair value</i> a Conto economico per designazione		110	108	2
Contratti derivati		1.563	277	1.286
Acconti per acquisizione partecipazioni		6	11	(5)
Crediti verso altri:				
- crediti finanziari per <i>deficit</i> del sistema elettrico spagnolo		-	6.288	(6.288)
- crediti finanziari diversi		1.883	1.732	151
Totale crediti verso altri		1.883	8.020	(6.137)
TOTALE		4.232	9.024	(4.792)

Di seguito viene riportato il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese" per le maggiori società che la compongono.

Milioni di euro	Quota %		Quota %		Variazione
al 30.06.2010			al 31.12.2009 <i>restated</i>		
Terna	303	5,12%	306	5,12%	(3)
Bayan Resources	192	10,00%	138	10,00%	54
Echelon	18	7,36%	24	7,36%	(6)
Tri Alpha Energy	8	4,42%	8	4,96%	-
Altre	149	-	132	-	17
Totale	670		608		62

I "Titoli diversi a *fair value* a Conto economico per designazione" sono rappresentati da investimenti in obbligazioni, titoli di Stato e fondi comuni di investimento.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati", suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	1.675	2.123	8	10	(2)
- cambi	9.312	2.566	1.288	219	1.069
- commodity	184	230	15	19	(4)
Totale	11.171	4.919	1.311	248	1.063
Derivati fair value hedge:					
- tassi	83	98	11	8	3
- cambi	487	22	52	2	50
Totale	570	120	63	10	53
Derivati di trading:					
- tassi	75	75	10	9	1
- cambi	737	103	49	4	45
- commodity	1.263	71	130	6	124
Totale	2.075	249	189	19	170
TOTALE	13.816	5.288	1.563	277	1.286

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 30 giugno 2010 pari a 11.171 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 1.311 milioni di euro. La riduzione del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse è determinata principalmente dal decremento dei tassi di interesse verificatosi nel corso del primo semestre 2010, particolarmente rilevante nella parte a lungo termine della curva, determinando una riclassificazione di parte dei derivati tra le passività finanziarie non correnti.

L'incremento del *fair value* e del nozionale dei derivati di *cash flow hedge* su cambi è determinato principalmente dalla generalizzata svalutazione dell'euro nei confronti delle principali divise, che ha influenzato, in particolar modo, le coperture delle emissioni obbligazionarie rientranti nel programma *Global Medium Term Notes*, effettuate nel 2007 e nel 2009 da Enel SpA e dalla sua controllata Enel Finance International.

I derivati su *commodity* sono relativi a:

- > contratti derivati su energia per un *fair value* di 4 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*;
- > contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 11 milioni di euro;
- > contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 116 milioni di euro;
- > "Contratti per differenza a due vie" classificati di *trading* per un *fair value* di 2 milioni di euro;
- > contratti derivati su energia per un *fair value* di 11 milioni di euro classificati di *trading*;
- > derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 1 milione di euro.

I "crediti finanziari per *deficit* del sistema elettrico spagnolo" si riferiscono alla quota parte a lungo termine finanziata da Endesa del *deficit* che si genera nel mercato regolato spagnolo qualora i ricavi tariffari prodotti dal sistema elettrico regolato non siano sufficienti a coprire i costi del sistema stesso. La variazione del periodo è dovuta alla classificazione di tale credito tra le attività finanziarie correnti per effetto del piano di rientro attuabile, in base a quanto stabilito dal Governo spagnolo, tramite la cessione di tali crediti a un apposito Fondo di cartolarizzazione.

17 Altre attività non correnti – Euro 989 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	188	188	-
Crediti verso Fondo Statale <i>Decommissioning</i>	515	483	32
Altri crediti a lungo termine:			
- attività netta programmi del personale	140	138	2
- altri crediti	146	167	(21)
Totale altri crediti a lungo termine	286	305	(19)
TOTALE	989	976	13

La variazione del periodo include principalmente per 32 milioni l'incremento dei "Crediti verso Fondo Statale *Decommissioning*" di Slovenské elektrárne per i contributi versati al Fondo e per 9 milioni di euro la riduzione dei crediti tributari.

Attività correnti

18 Rimanenze – Euro 2.703 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
- combustibili	1.875	1.705	170
- materiali, apparecchi e altre giacenze	731	702	29
Totale	2.606	2.407	199
Immobili destinati alla vendita	87	88	(1)
Acconti	10	5	5
TOTALE	2.703	2.500	203

Le rimanenze di "Materie prime, sussidiarie e di consumo" sono costituite dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di *trading*, nonché da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti.

Gli "Immobili destinati alla vendita" si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile.

Il decremento è connesso alle vendite effettuate nel corso del periodo.

19 Crediti commerciali – Euro 12.457 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	10.378	11.020	(642)
- distribuzione e vendita di gas	1.659	1.284	375
- altre attività	344	630	(286)
Totale	12.381	12.934	(553)
Crediti commerciali verso imprese collegate	22	44	(22)
Crediti per lavori in corso su ordinazione	54	32	22
TOTALE	12.457	13.010	(553)

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 1.051 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 934 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro

Totale al 01.01.2010	934
Accantonamenti	245
Utilizzi	(149)
Ripristini di valore	(52)
Altri movimenti	73
Totale al 30.06.2010	1.051

20 Crediti tributari – Euro 2.324 milioni

I crediti tributari al 30 giugno 2010 ammontano a 2.324 milioni di euro (1.534 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 1.519 milioni di euro (523 milioni di euro al 31 dicembre 2009), a crediti per imposte indirette per 288 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 196 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

21 Attività finanziarie correnti – Euro 10.562 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	7.903	767	7.136
Crediti per anticipazioni di <i>factoring</i>	254	304	(50)
Contratti derivati	957	770	187
Altri titoli	82	97	(15)
Altre	1.366	2.248	(882)
Totale	10.562	4.186	6.376

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" include essenzialmente il credito finanziario relativo al *deficit* del sistema elettrico spagnolo finanziato da Endesa per 7.857 milioni di euro (739 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e riclassificato in tale voce a seguito del piano di rientro attuabile, in base a quanto stabilito dal Governo spagnolo e al termine dell'*iter* procedurale di cui si prevede il completamento nel primo semestre 2011, tramite la cessione di tali crediti a un apposito Fondo di cartolarizzazione.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati", suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	-	508	-	1	(1)
- cambi	1.412	1.385	225	47	178
- commodity	456	649	25	66	(41)
Totale	1.868	2.542	250	114	136
Derivati fair value hedge:					
- tassi	25	140	1	-	1
Totale	25	140	1	-	1
Derivati di trading:					
- tassi	500	-	-	-	-
- cambi	1.977	1.284	168	31	137
- commodity	3.830	13.713	538	625	(87)
Totale	6.307	14.997	706	656	50
TOTALE	8.200	17.679	957	770	187

L'aumento del *fair value* dei derivati di *trading* su cambi è sostanzialmente determinato dalla generalizzata svalutazione dell'euro nei confronti delle principali divise verificatesi durante il primo semestre 2010.

I derivati su *commodity* sono relativi a:

- > contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 17 milioni di euro classificati di *cash flow hedge*;
- > "Contratti per differenza a due vie" classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 1 milione di euro;
- > contratti derivati su *commodity* classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 7 milioni di euro;
- > contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un *fair value* di 402 milioni di euro;
- > operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 136 milioni di euro.

22 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 3.535 milioni

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 67 milioni di euro (217 milioni di euro al 31 dicembre 2009) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

23 Altre attività correnti – Euro 2.765 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.051	2.047	(996)
Crediti verso il personale	41	44	(3)
Crediti verso altri	1.485	1.281	204
Ratei e risconti attivi operativi	188	118	70
Totale	2.765	3.490	(725)

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i crediti relativi al sistema Italia per 632 milioni di euro derivanti essenzialmente dall'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica (764 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e al sistema Spagna per 419 milioni di euro (1.283 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine (188 milioni di euro), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati al 30 giugno 2010 ammontano complessivamente a 1.239 milioni di euro (2.235 milioni di euro al 31 dicembre 2009), a fronte di debiti per 2.689 milioni di euro (3.058 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

24 Attività possedute per la vendita – Euro 3.156 milioni

La voce include principalmente al 30 giugno 2010:

- > le attività connesse alle società Enel Maritza East 3 (e relativa *holding* di controllo), Enel Operations Bulgaria (e relativa *holding* di controllo) ed Enel Green Power Bulgaria, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative per la loro cessione a terzi;
- > talune attività detenute da Endesa in Spagna (tra cui Endesa Gas e le attività relative alla trasmissione di energia elettrica in alta tensione), Grecia e in America Latina che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate a essere cedute.

Tale voce includeva al 31 dicembre 2009 le attività inerenti alle energie rinnovabili detenute da Endesa come da accordo del 20 febbraio 2009 e talune altre attività detenute in Grecia e Brasile, e la partecipazione dell'1% in Red Eléctrica de España, ceduta nel corso del primo semestre 2010.

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	Variazione
Immobili, impianti e macchinari	2.229	283	1.946
Attività immateriali	550	105	445
Avviamento	18	-	18
Crediti per imposte anticipate	19	11	8
Altre attività non correnti	54	53	1
Rimanenze	40	22	18
Crediti commerciali	91	52	39
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	98	22	76
Altre attività correnti	57	24	33
Totale	3.156	572	2.584

Patrimonio netto e passività

Patrimonio netto

25 Patrimonio netto del Gruppo – Euro 35.756 milioni

Capitale sociale – Euro 9.403 milioni

Il capitale sociale al 30 giugno 2010, non essendo state esercitate opzioni nel corso del primo semestre 2010, è rappresentato da 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (9.403.357.795 al 31 dicembre 2009). Sulla base delle risultanze del libro dei Soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 13,88% del capitale sociale), alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA (con il 17,36% del capitale sociale) e alla Blackrock Inc. (con il 2,74% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società.

Riserve diverse – Euro 9.711 milioni

Riserva da sovrapprezzo azioni – Euro 5.293 milioni

La suddetta riserva non ha subito movimentazioni nel primo semestre 2010.

Riserva legale – Euro 1.881 milioni

Altre riserve – Euro 2.261 milioni

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro 695 milioni

La variazione del periodo è dovuta agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari – Euro (459) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*) e gli oneri netti non realizzati relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto
– Euro 40 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi.

Milioni di euro		Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nel periodo	Rilasciati a Conto economico	Imposte	
	al 31.12.2009				al 30.06.2010
	<i>restated</i>				
Utili/(Perdite) da variazione di <i>fair value</i> della quota efficace dei derivati di CFH su prezzo e cambio <i>commodity</i> energetiche (IAS 39)	495	908	(1.929)	246	(280)
Utili/(Perdite) da variazione di <i>fair value</i> della quota efficace dei derivati di CFH su tasso e cambio (IAS 39)	(1.459)	1.039	17	(278)	(681)
Quota OCI di società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	8	32	-	-	40
Riserva da <i>fair value</i> degli investimenti finanziari destinati alla vendita (AFS)	321	49	5	(1)	374
Differenze di cambio	(900)	2.753	-	-	1.853
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	(1.535)	4.781	(1.907)	(33)	1.306

Passività non correnti

26 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 58.836 milioni

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 30 giugno 2010 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel				
							2° sem. 2011	2012	2013	2014	Oltre
		al 30.06.2010		al 31.12.2009							
				<i>restated</i>							
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	2010-2097	21.812	22.000	19.308	1.315	20.497	187	1.269	1.861	368	16.812
- tasso variabile quotate	2010-2029	6.851	6.921	5.645	322	6.529	533	1.036	121	1.195	3.644
- tasso fisso non quotate	2011-2039	6.998	7.005	5.965	-	6.998	38	200	812	1.107	4.841
- tasso variabile non quotate	2010-2032	1.999	1.999	2.067	80	1.919	29	58	59	61	1.712
Totale		37.660	37.925	32.985	1.717	35.943	787	2.563	2.853	2.731	27.009
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	2010-2046	449	459	441	29	420	16	111	61	12	220
- tasso variabile	2010-2035	14.317	14.428	19.841	689	13.628	315	4.819	779	3.112	4.603
- uso linee di credito revolving	2010-2012	3.606	3.606	2.788	-	3.606	210	3.396	-	-	-
Totale		18.372	18.493	23.070	718	17.654	541	8.326	840	3.124	4.823
Preference share:											
- tasso fisso											
- tasso variabile (1)	2013	1.469	1.500	1.463	-	1.469	-	-	1.469	-	-
Totale		1.469	1.500	1.463	-	1.469	-	-	1.469	-	-
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	2010-2029	677	677	627	238	439	42	71	48	38	240
- tasso variabile	2010-2028	658	659	614	185	473	62	145	69	71	126
Totale		1.335	1.336	1.241	423	912	104	216	117	109	366
TOTALE		58.836	59.254	58.759	2.858	55.978	1.432	11.105	5.279	5.964	32.198

(1) La scadenza delle preference share emesse da Endesa Capital Finance LLC è perpetua, con opzione di rimborso anticipato alla pari a partire dal 2013.

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 394 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo, mentre Enel.Re detiene obbligazioni emesse da Enel SpA per un importo complessivo di 30 milioni di euro.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A LUNGO TERMINE PER VALUTA E TASSO DI INTERESSE

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 30.06.2010		al 31.12.2009	al 30.06.2010	
	<i>restated</i>				
Euro	40.479	40.789	42.512	3,02%	3,18%
Dollaro statunitense	9.349	9.393	8.266	5,84%	6,24%
Sterlina inglese	4.579	4.635	4.210	5,83%	5,93%
Yen	183	184	150	3,25%	3,29%
Rublo russo	235	235	116	10,13%	10,41%
Peso cileno/UF	735	741	649	7,90%	7,90%
Real brasiliano	1.282	1.285	1.233	10,32%	10,94%
Peso colombiano	1.382	1.382	1.099	7,40%	7,40%
Sol peruviano	417	417	338	6,20%	6,20%
Altre valute	195	193	186		
Totale valute non euro	18.357	18.465	16.247		
TOTALE	58.836	59.254	58.759		

MOVIMENTAZIONE DEL VALORE NOZIONALE DELL'INDEBITAMENTO A LUNGO TERMINE

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movim. obbligaz. proprie	Variazione area di consolid.	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Riclassifica a passività possedute per la vendita	Valore nozionale
	al 31.12.2009							al 30.06.2010
	<i>restated</i>							
Obbligazioni	33.192	(559)	(42)	-	3.229	2.105	-	37.925
Finanziamenti bancari	23.279	(6.257)	-	20	1.743	184	(476)	18.493
Preference share	1.500	-	-	-	-	-	-	1.500
Debiti verso altri finanziatori	1.241	(132)	-	-	81	146	-	1.336
Totale indebitamento finanziario	59.212	(6.948)	(42)	20	5.053	2.435	(476)	59.254

Rispetto al 31 dicembre 2009 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, al 30 giugno 2010, registra un aumento di 42 milioni di euro, quale saldo di 6.948 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 5.053 milioni di euro relativi a nuovi finanziamenti, di 20 milioni di euro correlati alla variazione dell'area di consolidamento, di 42 milioni di euro dovuti alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio, di 2.435 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio, nonché di 476 milioni di euro riferiti alla riclassifica alle passività possedute per la vendita.

I principali rimborsi effettuati nel corso dell'anno sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 559 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 6.257 milioni di euro, nonché a debiti verso altri finanziatori per 132 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del primo semestre 2010 si segnalano:

- > 342 milioni di euro relativi a prestiti obbligazionari, emessi da International Endesa BV, richiamati durante il primo semestre 2010;

- > 183 milioni di euro relativi a prestiti obbligazionari locali, emessi da Enersis e dalle altre società dell'America Latina del Gruppo Endesa, in scadenza nel corso del primo semestre 2010.

I rimborsi dei principali finanziamenti bancari effettuati nell'esercizio sono i seguenti:

- > 3.000 milioni di euro relativi a rimborsi volontari 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;
- > 2.000 milioni di euro relativi a una linea di credito sindacata negoziata da Endesa nel 2009 e in scadenza nel 2011, rimborsata anticipatamente;
- > 500 milioni di euro relativi alla linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a cinque anni, stipulata nel mese di novembre 2005 ed estinta anticipatamente ad aprile 2010;
- > 757 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari in capo alle società del Gruppo giunti in scadenza nel corso del primo semestre 2010.

Tra i contratti di finanziamento finalizzati nel corso del primo semestre 2010, si elencano i principali:

- > in data 26 marzo 2010 OGK-5 ha siglato un contratto di finanziamento con la Banca Europea degli Investimenti dell'importo di 250 milioni di euro caratterizzato da una scadenza di 15 anni;
- > in data 19 aprile 2010 Enel SpA ha firmato una linea di credito rotativa dell'importo di 10 miliardi di euro caratterizzata da una durata di cinque anni, che sostituisce, in parte, la linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro, la cui disponibilità sarebbe scaduta nel mese di novembre 2010. Tale nuova linea di credito, che può essere utilizzata da Enel SpA e/o da Enel Finance International SA (con garanzia di Enel SpA), intende dotare la tesoreria del Gruppo di uno strumento caratterizzato da elevata flessibilità, fruibile per la gestione del capitale circolante;
- > in data 3 giugno 2010 Enel Finance International ha rinnovato il programma di *commercial paper*, garantito da Enel SpA, elevando l'importo da 4 miliardi di euro a 6 miliardi di euro.

Si segnala, inoltre, che la riclassifica alle passività detenute per la vendita accoglie la consistenza dell'indebitamento a lungo termine delle società bulgare e di Endesa Gas, per un controvalore complessivo di 476 milioni di euro.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del primo semestre 2010, si segnalano le seguenti:

- > l'emissione, in data 26 febbraio 2010, da parte di Enel SpA di un prestito obbligazionario paneuropeo *multitranches* destinato ai risparmiatori *retail*, per un controvalore complessivo di 3.000 milioni di euro, le cui caratteristiche sono le seguenti:
 - 2.000 milioni di euro a tasso fisso 3,5% con scadenza 26 febbraio 2016;
 - 1.000 milioni di euro a tasso variabile con scadenza 26 febbraio 2016;
- > nell'ambito del programma di *Rouble Commercial Paper* siglato da OGK-5 nel mese di dicembre 2009, è stato emesso un prestito per un valore complessivo di 4 miliardi di rubli russi (per un controvalore di 104 milioni di euro) con una durata massima di tre anni, rimborsabile dal secondo anno, volto a rifinanziare le *commercial paper* in scadenza nel mese di luglio;

- > l'emissione di prestiti obbligazionari locali del Gruppo Enersis per un valore complessivo di 125 milioni di euro;
- > il maggiore utilizzo da parte di Endesa di linee di credito *revolving committed* per complessivi 1.600 milioni di euro;
- > il tiraggio da parte di Enel Green Power di un finanziamento agevolato, riconosciuto da Simest, alla scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala per un controvalore di 44 milioni di euro;
- > il tiraggio da parte di OGK-5 di finanziamenti bancari erogati da organismi comunitari per 40 milioni di euro;
- > il tiraggio di altri finanziamenti bancari per complessivi 59 milioni di euro erogati alle società del Gruppo.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il valore contabile e il *fair value*, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi. Per gli strumenti di debito quotati il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali. Per gli strumenti di debito non quotati il *fair value* è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli *spread* creditizi di Enel SpA.

Milioni di euro	al 30.06.2010		al 31.12.2009	
	Saldo contabile	Fair value	Saldo contabile	Fair value
				<i>restated</i>
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	28.810	30.500	25.273	26.712
- a tasso variabile	8.850	9.023	7.712	8.012
Totale	37.660	39.523	32.985	34.724
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	449	477	441	480
- a tasso variabile	17.923	18.279	22.629	23.395
Totale	18.372	18.756	23.070	23.875
Preference share:				
- a tasso variabile	1.469	1.500	1.463	1.388
Totale	1.469	1.500	1.463	1.388
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	677	664	627	609
- a tasso variabile	658	688	614	640
Totale	1.335	1.352	1.241	1.249
TOTALE	58.836	61.131	58.759	61.236

Nelle successive tabelle sono indicate le variazioni intervenute nel periodo nei finanziamenti a lungo termine distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti.

FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE (ESCLUSE LE QUOTE CORRENTI)

Milioni di euro	Saldo contabile		Variazione
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	27.495	24.689	2.806
- a tasso variabile	8.448	7.200	1.248
Totale	35.943	31.889	4.054
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	420	375	45
- a tasso variabile	17.234	21.257	(4.023)
Totale	17.654	21.632	(3.978)
Preference share:			
- a tasso variabile	1.469	1.463	6
Totale	1.469	1.463	6
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	439	401	38
- a tasso variabile	473	465	8
Totale	912	866	46
TOTALE	55.978	55.850	128

QUOTE CORRENTI DEI FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE

Milioni di euro	Saldo contabile		Variazione
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	1.315	584	731
- a tasso variabile	402	512	(110)
Totale	1.717	1.096	621
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	29	66	(37)
- a tasso variabile	689	1.372	(683)
Totale	718	1.438	(720)
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	238	226	12
- a tasso variabile	185	149	36
Totale	423	375	48
TOTALE	2.858	2.909	(51)

Al 30 giugno 2010 il 47% (51% al 31 dicembre 2009) dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse di tipo *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 30 giugno

2010 risulta pari al 25% (26% al 31 dicembre 2009). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'esposizione residua dell'indebitamento finanziario netto al rischio tasso di interesse si attesterebbe al 18% (20% al 31 dicembre 2009).

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*) in capo alle società debentrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo a Enel nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. I principali *covenant* sull'indebitamento di Enel fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, ai finanziamenti erogati sia dalla BEI sia dalla Cassa Depositi e Prestiti, al *Credit Agreement 2007*, al *Credit Agreement 2009*, alla linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro, sottoscritta nel mese di aprile 2010. Contestualmente è stata estinta la linea di credito *revolving* di 5 miliardi di euro. Nessuno di tali *covenant* risulta a oggi disatteso.

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere riassunti come segue:

- > clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può creare o mantenere in essere (se non per effetto di disposizione di legge) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi prestito obbligazionario quotato o che si preveda venga quotato, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;
- > clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" con gli altri prestiti obbligazionari presenti e futuri dell'emittente;
- > fattispecie di "*event of default*", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, insolvenza, ovvero mancato pagamento di quote capitale o di interessi, messa in liquidazione dell'emittente ecc.), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento; in base alle clausole di "*cross default*", nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;
- > clausole di rimborso anticipato in caso di nuove imposizioni fiscali, in base alle quali è consentito il rimborso alla pari in qualsiasi momento in relazione a tutte le obbligazioni in circolazione.

I principali *covenant* previsti per i finanziamenti erogati a favore di alcune società del Gruppo Enel da parte della BEI possono essere riassunti come segue:

- > clausole "*negative pledge*", in base alle quali Enel non costituirà o fornirà a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi rispetto a quelli già disciplinati nei singoli contratti da parte della Società o delle società controllate del Gruppo Enel, a meno che una garanzia equivalente non sia estesa pariteticamente o *pro quota* ai finanziamenti in oggetto;
- > clausole che prevedono il mantenimento del *rating* del garante (sia esso Enel

- o banche di gradimento della BEI) al di sopra di determinati livelli; in caso di garanzia fornita da Enel, il patrimonio netto del Gruppo Enel non deve risultare inferiore a determinati livelli;
- > clausole di "*material change*", in base alle quali, al verificarsi di un determinato evento (operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento ramo di azienda, modifica di struttura di controllo della società ecc.), si dovrebbe apportare un conseguente adeguamento al contratto, in mancanza del quale si configurerebbe un'ipotesi di rimborso anticipato immediato, senza pagamento di alcuna commissione;
 - > obblighi di informativa periodica alla BEI;
 - > obbligo di copertura assicurativa e di mantenimento della proprietà, del possesso e di utilizzo di opere, impianti e macchinari oggetto del finanziamento per tutta la durata del prestito;
 - > clausola di "risoluzione del contratto", in base alla quale, al verificarsi di un determinato evento (gravi inesattezze nella documentazione rilasciata in occasione del contratto, mancato pagamento alla scadenza, sospensione dei pagamenti, stato di insolvenza, amministrazione straordinaria, cessione dei beni ai creditori, scioglimento, liquidazione, cessione totale o parziale dell'attività, dichiarazione di fallimento o concordato preventivo o amministrazione controllata, notevole diminuzione del patrimonio ecc.), si configurerebbe l'ipotesi di esigibilità del prestito immediata.

Nel corso del 2009 è stato sottoscritto un contratto di finanziamento tra Cassa Depositi e Prestiti SpA, in qualità di mutuante, ed Enel Distribuzione SpA, in qualità di mutuatario. I principali *covenant* contenuti in tale contratto di finanziamento e nella garanzia rilasciata da Enel SpA a esso accessoria possono essere riassunti come segue:

- > clausola di risoluzione e di decadenza dal beneficio del termine, in base alla quale il verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento di quote capitale o di interessi, ovvero mancato adempimento delle obbligazioni previste dal contratto, ovvero il verificarsi di un effetto sostanzialmente pregiudizievole ecc.) configura la facoltà per Cassa Depositi e Prestiti di risolvere il contratto;
- > clausola in cui non è consentito il rilascio da parte di Enel o delle proprie società controllate rilevanti (definite ai sensi del contratto e della garanzia come le società controllate ai sensi dell'art. 2359 cod. civ. e/o consolidate e il cui fatturato o il cui totale attivo lordo sia pari o superiore al 10% del fatturato o del totale attivo lordo consolidato) di privilegi, garanzie, vincoli ecc. aggiuntivi a eccezione di quelli espressamente consentiti, a meno che non vi sia stato un preventivo consenso da parte Cassa Depositi e Prestiti;
- > clausole che prevedono da parte di Enel un obbligo a informare Cassa Depositi e Prestiti sia periodicamente sia al verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, la variazione del *credit rating* di Enel, ovvero nel caso in cui si sia verificato un evento di inadempimento per una somma superiore a un determinato importo, in relazione a qualsiasi indebitamento finanziario contratto da Enel e/o Enel Distribuzione e/o da qualsiasi loro società controllata rilevante ecc.). La violazione di tale obbligo conferisce a Cassa Depositi e Prestiti la facoltà di avvalersi della decadenza dal beneficio del termine;
- > clausola che prevede al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), che l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non debba eccedere sei volte l'EBITDA consolidato su base annua. Lo stesso contratto prevede che

a partire dal 1° gennaio 2013 l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato su base annua.

Nel corso del 2010 è stata sottoscritta una linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro tra Enel SpA, Enel Finance International SA, in qualità di *borrower*, e un *pool* di banche, in qualità di *lenders*.

I principali *covenant* previsti per il *Credit Agreement* 2007, per il *Credit Agreement* 2009 e per la linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro, sostanzialmente simili, possono essere riassunti come segue:

- > clausole "*negative pledge*", in base alle quali il *borrower* (e le sue controllate rilevanti) non può creare o mantenere in essere (con eccezione delle garanzie permesse) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario presente e futuro;
- > clausole "*pari passu*", in base alle quali gli impegni di pagamento costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo del debitore, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" degli altri finanziamenti presenti e futuri;
- > clausola di "*change of control*" (che scatta nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero (ii) Enel o alcune delle società da essa controllate conferiscano una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle due suddette ipotesi può dare luogo (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento o (b) al rimborso anticipato obbligatorio del finanziamento da parte del *borrower*;
- > fattispecie di "*event of default*", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento, mancato rispetto del contratto, falsa dichiarazione, insolvenza o dichiarazione di insolvenza del *borrower* o di alcune delle controllate rilevanti, cessazione dell'attività, intervento del Governo e/o nazionalizzazione, processo o procedimento amministrativo con potenziale effetto negativo, attività illegali, nazionalizzazione ed espropriazione governativa o acquisto coatto del *borrower* o di una sua controllata rilevante), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento. Tale inadempimento, se non sanato in un determinato periodo di tempo, comporta in virtù della clausola di "*acceleration*" l'obbligo del rimborso anticipato del finanziamento che diviene immediatamente esigibile in base alle clausole di "*cross default*"; nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno di una precisa percentuale, pari al 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;
- > obblighi di informativa periodica.

Nel *Credit Agreement* 2007 e nel *Credit Agreement* 2009 sono inoltre presenti i seguenti *covenant*:

- > clausole di rimborso obbligatorio anticipato, in base alle quali, al verificarsi di determinati eventi rilevanti (quali, per esempio, emissione di strumenti sul mercato dei capitali, accensione di prestiti bancari, emissioni azionarie o *asset disposal*), l'emittente dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali decrescenti determinate sulla base dell'utilizzo della linea;

- > clausola di *"gearing"*, in base alla quale al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), l'indebitamento finanziario netto di Enel non deve eccedere sei volte l'EBITDA consolidato su base annua;
- > clausola di *"Subsidiary Financial Indebtedness"*, in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle *subsidiary* controllate da Enel (a eccezione dell'indebitamento finanziario delle *permitted subsidiary*) non deve eccedere il 20% del totale dell'attivo lordo consolidato.

Ai sensi del solo *Credit Agreement* 2009, a partire dal 2012, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale): (i) la clausola di *"gearing"* prevede che l'indebitamento finanziario netto di Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato su base annua; e (ii) il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato su base annua e l'interesse netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate da Endesa Capital SA nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere sintetizzati nel seguente modo:

- > clausole di *"cross default"*, in base alle quali si verificherebbe un'accelerazione nel rimborso del debito nel caso in cui si verifici un inadempimento (superiore a determinati importi) su un qualsiasi indebitamento finanziario, in capo a Endesa SA, in qualità di garante della società gruppo o emittente;
- > clausole *"negative pledge"*, in base alle quali l'emittente non può concedere ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;
- > clausole *"pari passu"*, in base alle quali i titoli e le garanzie sono almeno allo stesso livello di *"seniority"* di tutti gli altri titoli non garantiti e non subordinati presenti e futuri emessi da Endesa SA, in qualità di garante della società gruppo o emittente;

Si ricorda infine che nessun debito finanziario concesso a Endesa, International Endesa BV ed Endesa Capital contiene clausole di *cross default* riguardanti il debito delle società controllate in America Latina.

Gli impegni relativi ai *project finance* concessi alle società controllate portoghesi e ad altre controllate latinoamericane contengono i *covenant* tipici della prassi internazionale. I principali impegni sono costituiti da clausole che prevedono che tutti gli *asset* assegnati ai progetti siano impegnati in favore dei creditori.

Una residua parte dell'indebitamento di Enersis e di Endesa Chile (entrambe società controllate indirettamente da Endesa) è soggetta a clausole di *cross-default*, in base alle quali nel caso si verifici un evento di inadempimento (mancato pagamento o mancato rispetto di determinati obblighi) su un qualsiasi indebitamento finanziario delle società controllate di Enersis e di Endesa Chile, si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile. Inoltre, molti di questi accordi contengono anche clausole di *cross acceleration* al verificarsi di determinati eventi, talune azioni governative, atti di insolvenza ed espropri giudiziari di beni.

In aggiunta a quanto sopra indicato, si segnala che il finanziamento relativo al 4 maggio 2009 prevede una clausola di *change of control* che si attiva nel caso in cui la partecipazione posseduta da Enel in Endesa scenda al di sotto del 51% del capitale sociale di Endesa.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto.

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Denaro e valori in cassa	17	6	11
Depositi bancari e postali	3.518	4.164	(646)
Titoli	82	97	(15)
Liquidità	3.617	4.267	(650)
Crediti finanziari a breve termine	1.048	2.049	(1.001)
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	254	304	(50)
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	7.903	767	7.136
Crediti finanziari correnti	9.205	3.120	6.085
Debiti verso banche	(477)	(927)	450
<i>Commercial paper</i>	(7.591)	(6.573)	(1.018)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(718)	(1.438)	720
Utilizzi di linee di credito <i>revolving</i>	(838)	(20)	(818)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.717)	(1.096)	(621)
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(423)	(375)	(48)
Altri debiti finanziari correnti	(830)	(22)	(808)
Totale debiti finanziari correnti	(12.594)	(10.451)	(2.143)
Posizione finanziaria corrente netta	228	(3.064)	3.292
Debiti verso banche e istituti finanziari	(17.654)	(21.632)	3.978
Obbligazioni	(35.943)	(31.889)	(4.054)
<i>Preference share</i>	(1.469)	(1.463)	(6)
Debiti verso altri finanziatori	(912)	(866)	(46)
Posizione finanziaria non corrente	(55.978)	(55.850)	(128)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(55.750)	(58.914)	3.164
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	1.856	8.044	(6.188)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(53.894)	(50.870)	(3.024)

27 Fondi rischi e oneri – Euro 8.549 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:			
- <i>decommissioning</i> nucleare	2.975	3.054	(79)
- smantellamento e ripristino impianti	458	529	(71)
- contenzioso legale	825	781	44
- oneri emissioni CO ₂	27	42	(15)
- altri	2.071	2.057	14
Totale	6.356	6.463	(107)
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.193	2.383	(190)
TOTALE	8.549	8.846	(297)

I fondi rischi e oneri, pari a 8.549 milioni di euro al 30 giugno 2010, includono una quota a breve termine per 1.290 milioni di euro (1.316 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Il fondo per "*decommissioning* nucleare" al 30 giugno 2010 è prevalentemente relativo agli impianti V1 e V2 a Jasklovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce per 2.626 milioni di euro (2.728 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e include il fondo per smaltimento scorie nucleari per 231 milioni di euro (261 milioni di euro al 31 dicembre 2009), il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.538 milioni di euro (1.604 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e il fondo smantellamento impianti nucleari per 857 milioni di euro (863 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Include inoltre il fondo riferibile agli oneri di competenza di Endesa, pari a 348 milioni di euro (326 milioni di euro al 31 dicembre 2009) che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica incaricata di tale attività in forza del regio decreto n. 1349/03 e della legge n. 24/05.

28 Passività finanziarie non correnti – Euro 2.903 milioni

Ammontano al 30 giugno 2010 a 2.903 milioni di euro (2.982 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e sono interamente costituite da contratti derivati.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* di tali contratti.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	11.502	11.504	831	629	202
- cambi	4.802	10.046	1.347	1.772	(425)
- commodity	371	41	21	2	19
Totale	16.675	21.591	2.199	2.403	(204)
Derivati fair value hedge:					
- cambi	30	500	15	52	(37)
Totale	30	500	15	52	(37)
Derivati di trading:					
- tassi	3.576	2.856	231	164	67
- cambi	836	150	68	4	64
- commodity	1.485	442	390	359	31
Totale	5.897	3.448	689	527	162
TOTALE	22.602	25.539	2.903	2.982	(79)

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 30 giugno 2010 pari a 16.675 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 2.199 milioni di euro.

I contratti derivati di *cash flow hedge* su tasso di interesse in essere al 30 giugno 2010 riguardano essenzialmente la copertura del rischio di tasso di interesse su alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile. L'incremento del nozionale e del *fair value* negativo dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse è determinato principalmente dalla diminuzione dei tassi di interesse a lungo termine verificatasi nel corso del primo semestre 2010 (il tasso *swap* in euro a cinque anni al 30 giugno 2010 risulta pari al 2,07% rispetto al 2,81% di fine 2009, mentre il tasso *swap* in euro a dieci anni risulta pari al 2,9% rispetto al 3,59% di fine 2009). Il decremento del nozionale e del *fair value* negativo dei derivati di *cash flow hedge* su cambi è determinato principalmente dalla diminuzione del tasso di cambio dell'euro verso le principali divise verificatasi nel corso del primo semestre 2010, che ha determinato una riclassificazione tra le attività finanziarie non correnti di una quota parte di operazioni che al 31 dicembre 2009 erano incluse tra la passività finanziarie non correnti.

I derivati di *trading* si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati poste in essere con l'intento di copertura per le quali non si ravvisa l'opportunità di designazione quali operazioni di *cash flow hedge/fair value hedge* o per le quali non sono soddisfatti i requisiti formali richiesti dallo IAS 39.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:

- > contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 10 milioni di euro classificati di *cash flow hedge*;
- > derivati su energia classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 11 milioni di euro;
- > derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 279 milioni di euro;
- > contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 111 milioni di euro classificati di *trading*.

29 Altre passività non correnti – Euro 1.183 milioni

Milioni di euro			
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	Variazione
Passività operative differite	982	1.062	(80)
Altre partite	201	179	22
Totale	1.183	1.241	(58)

Le passività operative differite sono relative ai risconti inerenti ai ricavi per allacciamento alla rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici.

Passività correnti

30 Finanziamenti a breve termine – Euro 9.736 milioni

Al 30 giugno 2010 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 9.736 milioni di euro, registrando un incremento di 2.194 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009, e sono dettagliati nella tabella che segue.

	Valore contabile		Fair value		Valore contabile		Fair value		Valore contabile		Fair value	
	al 30.06.2010		al 31.12.2009 <i>restated</i>		al 31.12.2009 <i>restated</i>		al 31.12.2009 <i>restated</i>		al 31.12.2009 <i>restated</i>		al 31.12.2009 <i>restated</i>	
									Variazione			
Debiti verso banche a breve termine	1.315	1.315	947	947	368	368						
<i>Commercial paper</i>	7.591	7.591	6.573	6.573	1.018	1.018						
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	729	729	-	-	729	729						
Altri debiti finanziari a breve termine	101	101	22	22	79	79						
Indebitamento finanziario a breve	9.736	9.736	7.542	7.542	2.194	2.194						

I debiti finanziari verso banche a breve termine, pari a 1.315 milioni di euro, includono l'utilizzo per 800 milioni di euro di linee di credito *committed* in capo a Enel SpA.

I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine giugno 2010 nell'ambito del programma di 6.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA e rinnovato nel mese di aprile 2010, nonché al programma di Endesa Internacional BV (oggi Endesa Latinoamérica) per un importo di 3.000 milioni di euro, al

programma di *Pagarés* di Endesa Capital SA per un importo di 2.000 milioni di euro, al programma di *Pagarés* in capo a T ermica Portuguesa SA per un importo di 35 milioni di euro (17,5 milioni di euro, tenuto conto del consolidamento proporzionale) e al programma in capo a OGK-5 per complessivi 4 miliardi di rubli russi. Al 30 giugno 2010 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 7.591 milioni di euro, dei quali 4.535 milioni di euro in capo a Enel Finance International, 2.678 milioni di euro in capo a Endesa Internacional BV, oggi Endesa Latinoam erica, 261 milioni di euro in capo a Endesa Capital SA, 104 milioni di euro in capo a OGK-5 e 13 milioni di euro in capo a T ermica Portuguesa SA. Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 7.175 milioni di euro,   denominato in euro (per 6.376 milioni di euro), in rubli russi (per un controvalore pari a 104 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 185 milioni di euro), in yen (per un controvalore pari a 36 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore pari a 13 milioni di euro). A eccezione delle *commercial paper* emesse da OGK-5, le emissioni in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

31 Passivit  finanziarie correnti – Euro 1.959 milioni

Milioni di euro			
	al 30.06.2010	al 31.12.2009	Variazione
		<i>restated</i>	
Passivit� finanziarie differite	828	869	(41)
Contratti derivati	846	859	(13)
Altre partite	285	56	229
Totale	1.959	1.784	175

La variazione sulle altre partite   principalmente relativa all'incremento del debito per interessi su obbligazioni e altri prestiti.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati".

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	622	153	2	3	(1)
- cambi	237	1.316	7	50	(43)
- commodity	832	1.150	42	120	(78)
Totale	1.691	2.619	51	173	(122)
Derivati fair value hedge:					
- tassi	-	360	-	8	(8)
Totale	-	360	-	8	(8)
Derivati net investment in a foreign operation:					
- cambi	-	319	-	9	(9)
Totale	-	319	-	9	(9)
Derivati di trading:					
- tassi	145	190	32	18	14
- cambi	2.182	1.055	178	30	148
- commodity	16.453	2.944	585	621	(36)
Totale	18.780	4.189	795	669	126
TOTALE	20.471	7.487	846	859	(13)

I derivati di *trading* su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity*. Tali operazioni, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in *hedge accounting*.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:

- > contratti derivati di *cash flow hedge* su carbone e altre *commodity* petrolifere per un *fair value* di 42 milioni di euro;
- > contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un *fair value* di 294 milioni di euro;
- > "Contratti per differenza a due vie" per un *fair value* di 16 milioni di euro;
- > operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 169 milioni di euro;
- > derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 106 milioni di euro.

32 Altre passività correnti – Euro 8.088 milioni

Milioni di euro			
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	Variazione
Debiti diversi verso clienti	1.509	1.484	25
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.689	3.058	(369)
Debiti verso il personale	346	368	(22)
Debiti tributari diversi	878	589	289
Debiti verso istituti di previdenza	207	190	17
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	527	437	90
Altri	1.932	2.021	(89)
Totale	8.088	8.147	(59)

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 765 milioni di euro (728 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi a importi ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell'energia e del gas.

I "Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica sul mercato italiano per 2.405 milioni di euro (2.528 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e sul mercato spagnolo per 284 milioni di euro (530 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

33 Passività possedute per la vendita – Euro 955 milioni

La voce include principalmente al 30 giugno 2010:

- > le passività connesse alle società Enel Maritza East 3 (e relativa *holding* di controllo), Enel Operations Bulgaria (e relativa *holding* di controllo) ed Enel Green Power Bulgaria, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative per la loro cessione a terzi;
- > talune passività detenute da Endesa in Spagna, Grecia e in America Latina che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate a essere cedute.

Tale voce includeva al 31 dicembre 2009 talune altre attività detenute in Grecia e Brasile.

Milioni di euro			
	al 30.06.2010	al 31.12.2009 <i>restated</i>	Variazione
Finanziamenti a lungo termine	481	50	431
TFR e altri benefici al personale	5	2	3
Fondi rischi e oneri	83	9	74
Passività per imposte differite	41	31	10
Altre passività non correnti	95	8	87
Finanziamenti a breve termine	49	40	9
Debiti commerciali	70	76	(6)
Altre passività correnti	131	8	123
Totale	955	224	731

34. 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. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende 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
	al 30.06.2010		1° semestre 2010	
Relativi alle attività destinate a continuare				
Acquirente Unico	307	880	849	2.888
GME	625	548	2.167	1.747
Terna	347	420	478	886
GSE	76	363	118	12
Eni	2	102	146	407
Poste Italiane	-	19	-	96
Altre	2	12	1	50
Relativi alle attività possedute per la vendita				
	-	-	-	-
Totale	1.359	2.344	3.759	6.086

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 30 giugno 2010 e intrattenuti nel corso del semestre.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 30.06.2010		1° semestre 2010	
SeverEnergia	166	-	1	-
Enel Rete Gas	21	34	13	170
Elica 2	5	1	-	-
CESI	1	14	-	5
Società minori	4	4	1	1
Totale	197	53	15	176

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.

35. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro	al 30.06.2010
Garanzie prestate:	
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	2.480
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	55.629
- acquisti di combustibili	63.907
- forniture varie	8.759
- appalti	2.262
- altre tipologie	3.165
Totale	133.722
TOTALE	136.202

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 2.480 milioni di euro e si riferiscono per 641 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

mezzo 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 giugno 2010 a 55.629 milioni di euro, di cui 17.288 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2010-2014, 10.874 milioni di euro relativi al periodo 2015-2019, 9.688 milioni di euro al periodo 2020-2024 e i rimanenti 17.779 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 giugno 2010 a 63.907 milioni di euro, di cui 30.219 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2010-2014, 24.517 milioni di euro relativi al periodo 2015-2019, 7.066 milioni di euro al periodo 2020-2024 e i rimanenti 2.105 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 Flamenville. 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.

36. Passività e attività 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. In data 21 marzo 2010 è stato emesso il dispositivo di sentenza del Tribunale Penale Federale di Bellinzona, che, 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. Si attendono le motivazioni della sentenza.

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 ricorso al Consiglio di Stato per revocazione della suddetta sentenza n. 2507/2010, notificato ad AEEG in data 1° giugno 2010. L'effetto della sanzione è rilevato nel Conto economico del primo semestre 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.

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.

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 316 milioni di euro.

Nel corso del 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha stabilito che l'ICMS (*Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Servicios*) dovrebbe essere determinata e pagata nei giorni 10, 20, 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 69 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 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.

37. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

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 140 milioni di euro; contestualmente Enel Green Power, subentrando a Endesa, 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. 17/2007, 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 1.412 milioni di euro.

38. Piani di incentivazione su base azionaria

Dal 2000 al 2008 sono stati attuati con cadenza annuale in ambito aziendale piani a base azionaria (ossia, piani di *stock option* e piani di *restricted share units*) intesi a dotare il Gruppo Enel – in linea con la prassi internazionale e delle maggiori società italiane quotate in Borsa – di uno strumento di incentivazione e di fidelizzazione del *management*, in grado a sua volta di sviluppare per le risorse chiave il senso di appartenenza all'Azienda e di assicurarne nel tempo una costante tensione alla creazione di valore, determinando in tal modo una convergenza tra gli interessi degli azionisti e quelli del *management*.

Piani di *stock option*

Con riferimento ai piani di *stock option* adottati in ambito Enel, si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione nel corso del primo semestre 2010 dei suddetti piani con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

EVOLUZIONE DEI PIANI DI *STOCK OPTION*

Numero di opzioni	Piano 2004	Piano 2007	Piano 2008	Totale
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2008	9.976.935	27.159.834	8.019.779	45.156.548
Nuove opzioni assegnate nel 2009	-	-	-	-
Opzioni esercitate nel 2009	-	-	-	-
Opzioni decadute nel 2009	9.976.935	27.159.834	-	37.136.769
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2009	-	-	8.019.779	8.019.779
Opzioni decadute nel 1° semestre 2010	-	-	-	-
Opzioni esistenti al 30 giugno 2010	-	-	8.019.779	8.019.779
- di cui esercitabili al 30 giugno 2010	-	-	-	-
<i>Fair value</i> alla data di assegnazione (euro)	0,18	0,29	0,17	
Volatilità	17%	13%	21%	
Scadenza opzioni	Dicembre 2009	Dicembre 2013	Dicembre 2014	

Una descrizione delle caratteristiche salienti dei piani di *stock option* sopra indicati è contenuta nelle note di commento al bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2009 e nelle note di commento al bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009.

Piani di *restricted share units*

Con riferimento al piano di *restricted share units* adottato in ambito Enel nel corso del 2008, si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione nel corso del primo semestre 2010 del suddetto piano con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

Numero di RSU	Piano 2008
RSU assegnate nel 2008	1.766.675
RSU esistenti al 31 dicembre 2008	1.766.675
RSU decadute nel 2009	11.350
RSU esercitate nel 2009	-
RSU esistenti al 31 dicembre 2009	1.755.325
RSU decadute nel 1° semestre 2010	9.648
RSU esercitate nel 1° semestre 2010	431.063
RSU esistenti al 30 giugno 2010	1.314.614
<i>di cui esercitabili al 30 giugno 2010</i>	<i>442.150</i>
<i>Fair value</i> alla data di assegnazione (euro)	3,16
<i>Fair value</i> al 30 giugno 2010 (euro)	3,49
Scadenza <i>restricted share units</i>	Dicembre 2014

Una descrizione delle caratteristiche salienti del piano di *restricted share units* sopra indicato è contenuta nelle note di commento al bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2009 e nelle note di commento al bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009.

39. Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2010, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

- 1 I sottoscritti Fulvio Conti e Luigi Ferraris, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 *bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
 - b. l'effettiva applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2010 e il 30 giugno 2010.
- 2 Al riguardo si segnala che:
 - a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno non sono emersi aspetti di rilievo.
- 3 Si attesta inoltre che:
 - 3.1 il bilancio semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2010:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;

- 4 la Relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La Relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 29 luglio 2010

Fulvio Conti
Amministratore Delegato di Enel SpA

Luigi Ferraris
Dirigente preposto alla redazione dei
documenti contabili societari di Enel SpA

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2010

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 30 giugno 2010, a norma dell'art. 2359 cod. civ., nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, l'attività, il capitale sociale, la valuta, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Elenco delle imprese incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2010 ⁽¹⁾

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Controllante							
Enel SpA	Roma	Roma	 Holding industriale	9.403.357.795 Euro	-	-	-
Controllate							
Concert Srl	Roma	Italia	Certificazione di prodotti, attrezzature ed impianti	10.000 Euro	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Deval SpA	Aosta	Italia	Distribuzione e vendita di energia elettrica in Valle d'Aosta	37.500.000 Euro	Enel SpA	51,00%	51,00%
Endesa SA	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	1.270.502.540 Euro	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Enel Albania Shpk	Tirana	Albania	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti. Produzione e trading di energia elettrica	73.230.000 Lek	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	Distribuzione di energia elettrica	382.158.580 Nuovo leu rumeno	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	Distribuzione di energia elettrica	280.285.560 Nuovo leu rumeno	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA (già Electrica Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	Distribuzione di energia elettrica	271.635.250 Nuovo leu rumeno	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	Distribuzione di energia elettrica	2.600.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	Vendita di gas e di energia elettrica	302.039 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA (già Electrica Furnizare Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	Vendita di energia elettrica	37.004.350 Nuovo leu rumeno	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	Vendita di energia elettrica	140.000.000 Nuovo leu rumeno	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe SL	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	500.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel ESN Energo LLC	San Pietroburgo	Federazione Russa	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	2.700.000 Rublo	Enel ESN Management BV	100,00%	75,00%
Enel ESN Management BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	18.000 Euro	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International SA	Lussemburgo	Lussemburgo	Finanziaria	1.391.900.230 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel France Sas	Parigi	Francia	Holding di partecipazioni	34.937.000 Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Holding SARL (già Enel Green Power International SARL)	Lussemburgo	Lussemburgo	Holding di partecipazioni nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	211.650.000 Euro	Enel Produzione SpA Enel Investment Holding BV	67,11% 32,89%	100,00%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	Roma	Italia	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	30.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	1.593.050.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Lease Eurl (già Société du Parc Eolien Grandes Terres Est Eurl)	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	500.000 Euro	Enel France Sas	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Enel Longanesi Developments Srl	Roma	Italia	Ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi	10.000.000 Euro	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel M@p Srl	Roma	Italia	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	100.000 Euro	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Maritza East 3 AD	Sofia	Bulgaria	Produzione di energia elettrica	265.943.600 Leva bulgaro	Maritza East III Power Holding BV	73,00%	73,00%
Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	Ekaterinburg	Federazione Russa	Produzione di energia elettrica	35.371.898.370 Rublo	Enel Investment Holding BV	56,39%	56,39%
Enel Operations Belgium SA	Marchienne au Pont	Belgio	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	200.000 Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Operations Bulgaria AD	Galabovo	Bulgaria	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	50.000 Leva bulgaro	Maritza O&M Holding Netherlands BV	73,00%	73,00%
Enel Productie Srl (già Global Power Investment Srl)	Bucarest	Romania	Produzione di energia elettrica	19.910.200 Nuovo leu rumeno	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica	1.800.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Romania Srl (già Enel Servicii Srl)	Judetul Ilfov	Romania	Prestazioni di servizi alle imprese	200.000 Nuovo leu rumeno	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	350.000 Rublo	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Service UK Ltd	Londra	Regno Unito	Servizi nel settore energetico	100 Sterlina inglese	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	Servizi nel settore energetico	33.000.000 Nuovo leu rumeno	Enel Distributie Banat SA Enel Distributie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Servizi Srl	Roma	Italia	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	50.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	Vendita di energia elettrica	10.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	4.600.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Hungary Kft	Budapest	Ungheria	Sourcing e trading di energia elettrica	184.650 Euro	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	Sourcing e trading di energia elettrica	2.000.200 Nuovo leu rumeno	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade SpA	Roma	Italia	Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica	90.885.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Rus BV	Amsterdam	Olanda	Holder di partecipazioni	18.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	Factoring	12.500.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.NewHydro Srl	Roma	Italia	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	1.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Enel.Re Ltd	Dublino	Irlanda	Riassicurazione	3.000.000 Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	36.961.629 Euro	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000.000 Riyal saudita	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower SpA	Milano	Italia	Ingegneria e costruzioni	2.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enelpower UK Ltd	Londra	Regno Unito	Ingegneria nel settore elettrico	1.000 Sterlina inglese	Enelpower SpA	100,00%	100,00%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	3.000.000 Euro	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydrogen Park-Marghera per l'idrogeno Srl	Venezia	Italia	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	245.000 Euro	Enel Produzione SpA	55,10%	55,10%
Linea Albania-Italia Shpk	Tirana	Albania	Costruzione, manutenzione e gestione di <i>merchant lines</i>	27.460.000 Lek	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	Produzione, trasporto, vendita e <i>trading</i> di energia elettrica	107.000.000 Euro	Enel Investment Holding BV	80,00%	80,00%
Maritza East III Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	<i>Holdering</i> di partecipazioni	100.000.000 Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Maritza O&M Holding Netherlands BV	Amsterdam	Olanda	<i>Holdering</i> di partecipazioni	40.000 Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	4.100.000 Euro	Enel Trade SpA	90,00%	90,00%
Ochrana a bezpečnosť SE AS	Mochovce	Slovacchia	Servizi di <i>security</i>	33.194 Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	Finanziaria	10.000.000 Rublo	Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	100,00%	56,39%
Pragma Energy SA	Lugano	Svizzera	<i>Trading</i> di carbone	4.000.000 Franco svizzero	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	10.000 Rublo	Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	100,00%	56,39%
Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	10.571.300 Rublo	Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC) OGK-5 Finance LLC	99,99% 0,01%	56,39%
SE Hydropower Srl	Bolzano	Italia	Produzione acquisto e vendita di energia idroelettrica	30.000.000 Euro	Enel Produzione SpA	40,00%	40,00 %
SE Predaj sro	Bratislava	Slovacchia	Fornitura di energia elettrica	4.505.000 Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	Produzione di energia elettrica	1.269.295.725 Euro	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Slovenské elektrárne Finance BV	Rotterdam	Olanda	Finanziaria	18.200 Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Smart P@per SpA	Potenza	Italia	Servizi	2.184.000 Euro	Enel Servizio Elettrico SpA	10,00%	10,00%
Société du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000 Euro	Enel France Sas	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Teploprogress OJSC	Sredneursk	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	128.000.000	Rublo	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,83%
Vallenergie SpA	Aosta	Italia	Vendita di energia elettrica	1.700.000	Euro	Enel SpA	51,00%	51,00%
Vyzkont sro	Trnava	Slovacchia	Stoccaggio di rifiuti radioattivi	6.639	Euro	Slovenské elektrárne AS	51,00%	33,66%
Water & Industrial Services Company SpA	Monza	Italia	Depurazione delle acque reflue	15.615.000	Euro	Enel.NewHydro Srl	100,00%	100,00%

(1) Le imprese possedute da Endesa SA ed Enel Green Power SpA consolidate con il metodo integrale formano oggetto di elenchi separati.

Elenco delle imprese possedute da Enel Green Power SpA incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.10 (1)(2)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Controllante							
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000.000 Euro	Enel SpA	100%	100%
Controllate							
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aguilon 20 SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.693.060 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	49,38%
Aioliko Voskero SA	Heraklion (Creta)	Grecia	Costruzione e utilizzo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili	955.600 Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	3.010 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Altomonte FV Srl	Lamezia Terme	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000 Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	17.117.415,92 Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione di energia elettrica	21.216.846,33 Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.500 Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Asoleo SL	Madrid	Spagna	Impianti eolici	800.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,01%	48,42%
Asotin Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100 Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aziscohos Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100 Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings Ltd.	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2 Dollaro statunitense	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30 Dollaro statunitense	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000 Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	49,38%
Black River Hydro Assoc.	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%
Blue Energy Srl	Tulcea	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000 Nuovo leu rumeno	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	1,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
BP Hydro Associates	Boise (Idaho)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Idaho Inc. Chi Magic Valley Inc.	68,00% 32,00%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	BP Hydro Associates Fulcrum Inc.	75,92% 24,08%	100,00%
Bypass Limited	Boise (Idaho)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Essex Company	100,00%	100,00%
Carvemagere - Manutenção e Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	84.700	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	65,00%	62,94%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	100,00%
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Hydro Development Group Inc. Chi Black River Inc.	50,00% 50,00%	100,00%
Central American Power Services Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1	Dollaro statunitense	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Chi Acquisitions II Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.757.364	Dollaro canadese	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Dexter Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Finance LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.834.448	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Magic Valley Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Mountain States Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi S. F. LP	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	100,00%
Chi Universal Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Western Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	110.000	Dollaro statunitense	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	100,00%
Conexión Energética Centroamericana El Salvador SA de CV	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.950.600	Colon salvadoregno	Enel Latin America BV Grupo EGI SA de cv	59,14% 40,86%	100,00%
Consolidated Hydro Mountain States Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	130	Dollaro statunitense	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc. Gauley River Power Partners LP	95,00% 5,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	80,00%	80,00%
Consorzio Sviluppo Solare	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	Euro	Enel Produzione SpA Enel.si - Servizi integrati Srl	30,00% 70,00%	100,00%
Copenhagen Associates	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Hydro Development Group Inc. Chi Dexter Inc.	50,00% 49,00%	99,00%
Crosby Drive Investments Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Asotin Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Cte - Central Termica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	563.910	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	96,82%
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	85,00%	82,30%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Holding di partecipazioni	1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Padoma Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Holding di partecipazioni	1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Olympe Inc. Motherlode Hydro Inc.	82,50% 17,50%	100,00%
Empreendimen Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	49,38%
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	80,00%	77,46%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	14.053.147	Peso cileno	Energia Alerce Ltda Enel Chile Ltda	0,01% 99,99%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	11.169.752.000	Peso cileno	Energia Alerce Ltda Enel Chile Ltda	0,10% 99,90%	100,00%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.251.021	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Holding di partecipazioni	419.400.000	Real brasiliano	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	0,01% 99,99%	100,00%
Enel Chile Ltda	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.414.240.752	Peso cileno	Energia Alerce Ltda Hydromac Energy BV	99,99% 0,01%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel de Costa Rica SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	27.500.000	Colon costaricano	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000.000	Dollaro statunitense	Enel Panama SA	50,06%	50,06%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Essex Company	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	35.231.000	Leva bulgaro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Calabria Srl	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	11.152,74	Euro	Endesa Generación SA Enel Green Power International BV	40,00% 60,00%	96,82%
Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.200.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	Holding di partecipazioni, servizi nel settore energetico	2.060.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	244.532.298	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Portoscuso Srl (già Portoscuso Energia Srl)	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)	Melissano	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	Sat Rusu de Sus Nusenii	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	128.000.000	Nuovo leu rumeno	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	250.000	Euro	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%
Enel Green Power TSS Srl (già Anemos 1 Srl)	Melissano	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)	100,00%	100,00%
Enel Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	2,00% 98,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Enel Latin America BV	Amsterdam	Olanda	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	244.450.298 Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50 Dollaro statunitense	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	Holding di partecipazioni	3.000 Dollaro statunitense	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Washington DC LLD	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Enel.si - Servizi integrati Srl	Roma	Italia	Impiantistica e servizi energetici	5.000.000 Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Ingegneria nel settore elettrico	1.242.000 Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda Enel Latin America BV	99,99% 0,01%	100,00%
Enercampo - Produção de Energia Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	249.400 Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	96,82%
Energética Mataró SA	Barcelona	Spagna	Costruzione e gestione di un impianto per lo smaltimento di scorie industriali	484.150 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	85,00%	82,30%
Energía Alerce Ltda	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	1.000.000 Peso cileno	Enel Green Power International BV Hydromac Energy BV	0,10% 99,90%	100,00%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.840.000 Euro	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%
Energía Global de Mexico (ENERMEX) SA de cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000 Peso messicano	Enel Latin America BV	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000 Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	100,00%	100,00%
Energía Nueva Energía Limpia Mexico Srl de cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.339.650 Peso messicano	Enel Guatemala SA Enel Latin America BV	0,01% 99,99%	100,00%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica	18.500.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Energías de Graus SL	Barcelona	Spagna	Impianti idroelettrici	1.298.160 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	66,67%	64,55%
Energías de la Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	Biomasse	279.500 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	68,42%	66,25%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Enerlive Srl	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.520.000	Euro	Maicor Wind Srl	100,00%	60,00%
Enerlousado Lda	Porto	Portogallo	Impianti di produzione a ciclo combinato	5.000	Euro	Tp - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00% 50,00%	72,62%
Enernisa - Produção de Energia Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	249.400	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	96,82%
Enerviz - Produção de Energia de Vizela Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	673.380	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	96,82%
Eol Verde Energia Eólica SA	Porto	Portogallo	Trattamento e distribuzione delle acque	50.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	75,00%	72,62%
Eolcinf - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	49,38%
Eolflor - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	49,38%
Eólica de la Cuenca Central Asturiana SL	Asturie	Spagna	Sviluppo di impianti eolici	30.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Eólica Del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	Sviluppo di impianti eolici	36.100	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	49,38%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.559.340	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,50%	48,90%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.400	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	77,46%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	216.360	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	55,00%	53,25%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	60,00%	58,09%
Eólicos Touriñán SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.505.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	70,00%	67,78%
Explotaciones Eólicas el Puerto SA	Teruel	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.230.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	73,60%	71,26%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.488.500	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	70,00%	67,78%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.046.800	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	87,14%
Explotaciones Eólicas Sierra la Virgen SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.200.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	87,14%
Fermicalse SA de cv	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.667.000	Peso messicano	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	99,99%	96,81%
Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	750.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Fisterra Eólica SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.003	Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Mountain States Inc.	100,00%	100,00%
Garden Heights Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Essex Company	100,00%	100,00%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Gauley River Management Corporation	100,00%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.261.697,33	Quetzal guatemalteco	Enel Guatemala SA Enel Latin America BV	1,00% 99,00%	100,00%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.820.000	Quetzal guatemalteco	Enel Guatemala SA Enel Latin America BV	1,00% 99,00%	100,00%
Geotermica del Norte SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Geotermica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	92.050.000	Cordoba Oro nicaraguense	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%
Glafkos Hydroelectric Station SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore elettrico	4.690.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Gresaise SA de cv	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.647.000	Peso messicano	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	99,99%	96,81%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Grupo EGI SA de cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.448.800	Colon salvadoregno	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	0,01% 99,99%	100,00%
Guadarranque Solar 1 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 2 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 3 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 6 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 7 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 8 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 9 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 10 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 11 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 12 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 13 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 14 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 15 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Guadarranque Solar 16 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 17 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 18 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Guadarranque Solar 19 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Hidroelectricidad del Pacífico Srl de cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.891.536	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	99,99%	99,99%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.500	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	49,38%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Constructional SA	Maroussi	Grecia	Ingegneria nel settore elettrico, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	4.230.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.587.320	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Hydrodev Inc.	100,00%	100,00%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	<i> Holding</i> di partecipazioni	18.000	Euro	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	Città del Messico	Messico	<i> Holding</i> di partecipazioni	308.628.665	Peso messicano	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	0,01% 99,99%	100,00%
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.121.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Crete SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	3.093.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
International Wind Parks of Rhodes SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	5.070.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	10.455.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
International Wind Power SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	6.615.300	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	82.974.475,77	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Italaise SA de CV	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.481.000	Peso messicano	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	99,99%	96,81%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Essex Company Crosby Drive Investments Inc.	92,50% 7,50%	100,00%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2	Dollaro statunitense	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lower Saranac Hydro Partners	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Lower Saranac Corporation	100,00%	100,00%
Maicor Wind Srl	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	20.850.000	Euro	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Mataró Tractament Térmic Eficient SA	Barcellona	Spagna	Studi ambientali	1.878.000	Euro	Energética Mataró SA	80,00%	65,84%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	181.728.201	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	99,99%	99,99%
Micase SA de CV	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	47.132.000	Peso messicano	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	49,38%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Minnewawa Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Missisquoi Associates	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Sheldon Vermont Hydro Company Inc. Sheldon Springs Hydro Associates LP	1,00% 99,00%	100,00%
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	9.709.200	Dollaro statunitense	Enel de Costa Rica SA	49,00%	49,00%
Motherlode Hydro Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
NeWind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	578.192	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15	Dollaro canadese	Hydrodev Inc.	66,66%	66,66%
Olympe Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	85,00%	85,00%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
P.H. Chucas SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA Inversiones Eólicas La Esperanza SA	28,57% 71,43%	65,00%
P.H. Don Pedro SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.001	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	33,44%	33,44%
P.H. Guacimo SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	40,00%	40,00%
P.H. Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.001	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	34,32%	34,32%
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	EGP Padoma Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
Paravento SL	Lugo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	87,14%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Coulonges-Thouarsais Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Chapelle Gaudin Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Grande Epine Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Parigodièrre Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Terre aux Saints Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Vallière Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Vigne de Foix Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Noirterre Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Pouille L'Hermenault Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Thire Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parc Eolien du Mesnil Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.007.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	77,46%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	77,46%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	63,43%	61,42%
Parque Eólico de Enix SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.005.100	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	95,00%	91,98%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	96,82%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	901.500	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	65,67%	63,58%
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	125.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	65,00%	62,94%
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	49,38%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Costruzione e gestione di impianti eolici	3.810.340 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	87,14%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	Costruzione e gestione di impianti eolici	6.540.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	55,50%	53,74%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	528.880 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	52,00%	50,35%
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00% 50,00%	72,62%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100 Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.198.530 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	56,12%	54,34%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	59.965.444,64 Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Productor Regional de Energía Renovable I SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Productor Regional de Energía Renovable II SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	75,00%	72,62%
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA))	75,00%	72,62%
Productor Regional de Energía Renovable SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	711.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	85,00%	82,30%
Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.707.935 Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	99,99%	99,99%
Proyectos Eólicos Valencianos SA	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica	2.550.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración Y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Pyrites Associates	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Hydro Development Group Inc. Chi Dexter Inc.	50,00% 50,00%	100,00%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione di energia elettrica	12.148.511,8 Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.924.465.600 Quetzal guatemalteco	Enel Guatemala SA Enel Latin America BV Enel Green Power SpA	0,01% 42,83% 51,00%	93,84%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
SE Hazelton A. LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Bypass Limited	100,00%	100,00%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000 Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	96,82%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversao de Energia Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000 Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	55,00%	53,25%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100 Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	33.969.032,25 Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Société Armoricaïne d'Energie Eolienne Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000 Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien de Family Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000 Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien des Champs D'Eole Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000 Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien du Chemin de la Ligue Snc	Meyzieu	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000 Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien du Mazet Saint Voy Sarl	Mese	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.000 Euro	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100 Dollaro statunitense	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
St.-Felicien Cogeneration	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi S. F. LP	96,00%	96,00%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.200 Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	250	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.948.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV	75,00%	75,00%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Transnova SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Guatemala SA Generadora Montecristo SA	98,00% 2,00%	100,00%
TKO Power Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Triton Power Company	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Highfalls Inc. Highfalls Hydro Company Inc.	2,00% 98,00%	100,00%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	51,00%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10	Dollaro statunitense	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Unelco Cogeneraciones Sanitarias del Archipiélago SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.202.020	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	96,82%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	300	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	8.032.200	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Park of West Ktenias SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%

(1) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(2) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50%, Enel North America Inc. detiene azioni privilegiate che le consentono di determinarne le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.

Elenco delle imprese di Endesa incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Controllante								
Endesa SA	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	1.270.502.540	Euro	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Controllate:								
Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda	Santiago	Cile	Investimenti finanziari	37.029.389.730	Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Aguas Santiago Poniente SA	Santiago	Cile	Servizi idrici	6.601.120.747	Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda	25,82% 53,06%	30,70%
Aioliki Androu Rachi Xirokampi SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Aioliki Androu Tsirovlidi SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	220.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Aioliki Evias Chelona SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Aioliki Evias Diakoftis SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Aioliki Evias Pouna SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Aioliki Evias Pyrgos SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Aioliki Martinou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.800.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Aioliki Samothrakis SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Aioliki Sidirokastro SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.360.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	998.230.000	Real brasiliano	Enersis SA Chilectra SA Chilectra Inversud SA Endesa Brasil SA	13,68% 10,34% 21,02% 46,89%	50,71%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesto	% di possesto del Gruppo
al 30.06.2010								
Ampla Investimentos e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	120.000.000	Real brasiliano	Enersis SA Chilectra SA Chilectra Inversud SA Endesa Brasil SA	13,68% 10,34% 21,02% 46,89%	50,71%
Ananeosimes Pigesboriou Aigaiou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	100,00%	46,04%
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	Sviluppo regionale	901.520	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Apamea 2000 SL	Madrid	Spagna	Servizi	3.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	Produzione di energia elettrica	60.100	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Argyri Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.050.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Asin Carbono USA Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-	-	-	Endesa Carbono USA LLC	100,00%	75,95%
Bolonia Real Estate SL	Madrid	Spagna	Attività immobiliare	3.008	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Carboex SA	Madrid	Spagna	Fornitura di combustibili	24.040.480	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Carbones de Berga SA	Barcellona	Spagna	Attività mineraria	649.080	Euro	Minas y Ferrocarril de Utrillas SA	100,00%	92,06%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	289.060.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	99,61%	54,66%
Central Dock Sud SA	Capital Federal	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	355.950.000	Peso argentino	Sociedad Inversora Dock Sud SA	69,99%	36,82%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.284.740.000	Peso cileno	Endesa Eco SA	75,00%	25,10%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	Impianti di generazione termoelettrici	151.940.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	100,00%	54,87%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	569.020.000	Dollaro statunitense	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Chilectra SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni. Distribuzione di energia elettrica	367.928.682.000	Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda Enersis SA	0,01% 99,08%	55,30%
Chinango SAC	Lima	Perù	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	294.249.298	Sol peruano	Edegel SA	80,00%	53,56%
Codensa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	13.209.330.000	Peso colombiano	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamerica SA	12,47% 9,35% 26,66%	36,67%
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	442.950.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA Investluz SA	2,27% 56,59%	20,98%
Compañía Americana de Multiservicios Ltda (Brasil)	Rio de Janeiro	Brasile	Acquisto e rivendita di prodotti elettrici	14.327.826	Real brasiliano	Compañía Americana de Multiservicios Ltda	100,00%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios SRL (Argentina)	Capital Federal	Argentina	Servizi	1.000.000	Peso argentino	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda Compañía Americana e Multiservicios Ltda	5,00% 95,00%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios Ltda	Santiago	Cile	Servizi	2.572.038.000	Peso cileno	Enersis SA Synopsis Soluciones y Servicios It Ltda	99,99% 0,01%	55,81%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Compañía Americana de Multiservicios Ltda (Colombia)	Bogotá D.C.	Colombia	Servizi	1.615.500.000	Peso colombiano	Compañía Americana de Multiservicios Ltda	100,00%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios del Perú Ltda	Lima	Perù	Servizi	5.220.000	Nuevo Sol peruviano	Compañía Americana de Multiservicios Ltda	100,00%	55,81%
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	285.050.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	100,00%	54,87%
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Capital Federal	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	14.175.999	Peso argentino	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	54,87%
Compañía Eléctrica San Isidro SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	39.005.900.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	103.099.640.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,94% 0,06%	33,47%
Compostilla Re. SA	Lussemburgo	Lussemburgo	Riassicurazione	12.000.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA	Santiago	Cile	Ingegneria e costruzioni	4.712.875.471	Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Delta Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.050.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	90,00%	41,44%
Desaladora de Carboneras UTE	Carboneras (Almeria)	Spagna	Costruzione e gestione di un impianto di desalinizzazione	6.010	Euro	Endesa Generación SA	75,00%	69,05%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcelona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	108.240	Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL Endesa Red SA	45,00% 55,00%	92,06%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Tenerife	Spagna	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	12.621.210	Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Distribuidora Regional de Gas SA	Medina del Campo (Valladolid)	Spagna	Distribuzione e vendita di gas	3.606.070	Euro	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Distrilec Inversora SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	497.610.000	Peso argentino	Eneris SA Chilectra SA Empresa Nacional de Electricidad SA	27,19% 23,42% 0,89%	28,42%
Edegel SA	Lima	Perù	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	2.064.301.735	Nuevo Sol peruviano	Empresa Nacional de Electricidad SA Generandes Perú SA	29,40% 54,20%	66,95%
Ekmetalefsi Ydatinou Dynamikou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.450.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Elliniki Fotovoltaiki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.260.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	100,00%	46,04%
Emgesa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Produzione e vendita di energia elettrica	655.222.310.000	Peso colombiano	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Latinoamerica SA	26,88% 21,60%	28,88%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	Attività mineraria	18.030.000	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SA	Lima	Perù	Distribuzione e vendita di energia elettrica	638.560.000	Nuevo Sol peruviano	Eneris Sa Inversiones Distrilima SA	24,00% 51,68%	48,68%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	2.600.176.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	98,75% 1,25%	33,47%
Empresa Distribuidora Sur SA	Capital Federal	Argentina	Distribuzione e vendita di energia elettrica	898.590.000	Peso argentino	Enersis SA Chilectra SA Distrielec Inversora SA Endesa Latinoamerica SA	16,02% 20,85% 56,36% 6,22%	42,41%
Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	Holding di partecipazioni	46.508.170	Nuevo Sol peruviano	Endesa Latinoamerica SA	80,00%	73,65%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	82.222.000	Peso cileno	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	Produzione di energia elettrica	73.982.594	Nuevo Sol peruviano	Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	60,00%	44,19%
Empresa Eléctrica Pangue SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	91.041.497.037	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA Endesa Latinoamerica SA	94,98% 0,01% 5,01%	36,41%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	200.319.020.730	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	92,65%	31,01%
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	1.331.714.090.000	Peso cileno	Enersis SA	59,98%	33,47%
EN-Brasil Comercio e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Attività elettrica	10.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	99,99%	54,86%
Endesa Argentina SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	514.530.000	Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,66% 0,34%	33,47%
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	Holding di partecipazioni	916.880.000	Real brasiliano	Enersis SA Chilectra SA Chilectra Inversud SA Empresa Nacional de Electricidad SA Edegel SA Endesa Latinoamerica SA	21,46% 4,53% 4,23% 35,29% 4,07% 27,71%	54,87%
Endesa Capital Finance LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Finanziaria	100	Dollaro statunitense	International Endesa BV	100,00%	92,06%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	Finanziaria	60.200	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Carbono SL	Madrid	Spagna	Commercializzazione dei diritti di emissione	17.200	Euro	Endesa SA	82,50%	75,95%
Endesa Carbono USA LLC	Virginia	USA	-	20.000	Dollaro statunitense	Endesa Carbono SL	100,00%	75,95%
Endesa Cemsa SA	Capital Federal	Argentina	Commercializzazione di energia elettrica	14.010.014	Peso argentino	Endesa Argentina SA Endesa Latinoamerica SA	45,00% 55,00%	65,70%
Endesa Costanera SA	Capital Federal	Argentina	Produzione e vendita di energia elettrica	146.990.000	Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA Southern Cone Power Argentina SA	12,33% 51,93% 5,50%	25,35%
Endesa Desarrollo SL	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	3.010	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	1.204.540.060 Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Eco SA	Santiago	Cile	Studi e progetti nel campo delle fonti rinnovabili	681.850.000 Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,99% 0,01%	33,47%
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	2.000.000 Euro	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	Marketing di prodotti energetici	12.981.860 Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	Finanziaria	4.621.003.000 Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Gas Distribución SAU	Madrid	Spagna	Distribuzione di gas	14.610.970 Euro	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Endesa Gas Transportista SLU	Saragozza	Spagna	Rigassificazione e stoccaggio del gas	5.445.000 Euro	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Endesa Gas SAU	Saragozza	Spagna	Produzione, trasmissione e distribuzione di gas	45.261.350 Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica	63.107 Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación Portugal SA	Paço D'Arcos-Oeiras	Portogallo	Produzione di energia elettrica	50.000 Euro	Endesa Generación SA Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA Endesa Energía SA Energías de Aragón II SL Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	99,20% 0,20% 0,20% 0,20% 0,20%	92,09%
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	1.945.329.830 Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica	5.486.920 Euro	Endesa Desarrollo SL	50,01%	46,04%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	Servizi di ingegneria e consulenza	1.000.000 Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Inversiones Generales SA	Santiago	Cile	Holder di partecipazioni	3.055.837.927 Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Empresa Eléctrica Pehuenche SA	99,51% 0,49%	33,46%
Endesa Ireland Ltd	Dublino	Irlanda	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	1.000 Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Latinoamerica SA	Madrid	Spagna	Holder di partecipazioni	1.500.000.000 Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Network Factory SL	Barcelona	Spagna	Nuove tecnologie	23.149.170 Euro	Endesa Servicios SL	100,00%	92,06%
Endesa North América Inc.	New York (New York)	U.S.A.	Ufficio di rappresentanza	1 Dollaro statunitense	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcelona	Spagna	Servizi	10.138.580 Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	Operazioni di trading	1.000 Sterlina inglese	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcelona	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	729.555.911,85 Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesto	% di possesto del Gruppo
al 30.06.2010							
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	Servizi	89.999.790 Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Trading SA	Madrid	Spagna	Operazioni di <i>trading</i>	800.000 Euro	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Endesa XXI Comercializaçao de Energia SA	Porto	Portogallo	Produzione e vendita di energia elettrica	250.000 Euro	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	3.200.000 Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Energis SA	Santiago	Cile	Produzione e distribuzione di energia elettrica	2.824.882.830.000 Peso cileno	Endesa Latinoamerica SA	60,62%	55,81%
Eólica Fazenda Nova - Generaçao e Comercializaçao de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	Impianti eolici	1.839.000 Real brasiliano	Endesa Brasil SA	99,95%	54,84%
Foivos Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.129 Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Gas Aragón SA	Saragozza	Spagna	Distribuzione di gas	5.889.920 Euro	Endesa Gas SAU	60,67%	55,85%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	Produzione di energia elettrica	213.775.700 Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Distribuzione di gas	238.320 Euro	Endesa Gas SAU	82,20%	75,67%
Generalima SA	Lima	Perù	<i> Holding di partecipazioni</i>	3.060.000 Nuevo Sol peruviano	Endesa Latinoamerica SA	100,00%	92,06%
Generandes Perú SA	Lima	Perù	<i> Holding di partecipazioni</i>	853.429.020 Nuevo Sol peruviano	Empresa Nacional de Electricidad SA	61,00%	20,42%
Gesa Gas SAU	Palma de Mallorca	Spagna	Distribuzione di gas	17.128.500 Euro	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Green Energy	-	Bulgaria	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000 Leva bulgaro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	80,00%	36,83%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006 Euro	Endesa Generación II SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	Spagna	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	126.210 Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Capital Federal	Argentina	Produzione e vendita di energia elettrica	298.584.050 Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA Hidroinvest SA	2,48% 6,19% 59,00%	21,88%
Hidroflamicell SL	Barcellona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	78.120 Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	69,05%
Hidroinvest SA	Capital Federal	Argentina	<i> Holding di partecipazioni</i>	55.312.093 Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA	41,94% 54,16%	32,17%
Hydria Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000 Euro	Delta Energiaki SA Hydrohoos Energiaki SA	99,00% 1,00%	41,44%
Hydrohoos Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.500.000 Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	500.000 Real brasiliano	Empresa Nacional de Electricidad SA Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	1,00% 99,00%	33,47%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	Santiago	Cile	Ingegneria e costruzioni	25.916.800.510	Peso cileno	Enersis SA	100,00%	55,81%
International Endesa BV	-	Olanda	Holding di partecipazioni	15.882.308	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	Holding di partecipazioni	287.837.245	Nuevo Sol peruviano	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamerica SA	35,02% 30,15% 34,83%	68,28%
Inversiones Endesa Norte SA	Santiago	Cile	Investimenti in progetti energetici	92.571.641.874	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Inversora Codensa Ltda U	Bogotá D.C.	Colombia	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	5.000.000	Peso colombiano	Codensa SA ESP	100,00%	36,67%
Investluz SA	Fortaleza	Brasile	Holding di partecipazioni	954.620.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA Ampla Investimentos e Serviços SA	63,57% 36,43%	34,88%
Joint Venture Fotovoltaiki - Voulgarakis Epe	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000	Euro	Elliniki Fotovoltaiki SA	70,00%	32,23%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	1.224.348	Peso cileno	Chilectra SA Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	99,90% 0,10%	55,30%
Metka Aiolika Platanoy SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	310.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energieiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Mikroi Hydroelektrikoi Stathmoi Peloponnissou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.100.000	Euro	Delta Energiaki, SA	100,00%	41,44%
Minas de Estercuel SA	Madrid	Spagna	Depositi di minerali	93.160	Euro	Minas Gargallo SL	99,65%	91,66%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	Depositi di minerali	150.000	Euro	Endesa Generación SA	99,91%	91,98%
Minas y Ferrocarril de Utrillas SA	Barcellona	Spagna	Depositi di minerali	3.850.320	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Myhs Kastaniotiko SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.560.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme Delta Energiaki SA	45,90% 54,10%	43,55%
Myhs Pougakia SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.200.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme Delta Energiaki SA	51,00% 49,00%	43,78%
Mytilhnaios Aioliki Energieiakh Ellados SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.167.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	80,00%	36,83%
Mytilhnaios Aioliki Neapoleos SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	170.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energieiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,92%
Nubia 2000 SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4 SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	Attività immobiliare	3.200	Euro	Endesa SA	60,00%	55,24%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesto	% di possesto del Gruppo
al 30.06.2010							
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	Sviluppo delle attività di generazione	5.000 Euro	Endesa Generación II SA	70,00%	64,44%
Sociedad Agrícola de Camerós Ltda	Santiago	Cile	Investimenti finanziari	5.738.046.495 Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	57,50%	32,09%
Sociedad Concesionaria Túnel el Melón SA	Santiago	Cile	Attività di ingegneria	46.709.460.176 Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,99% 0,01%	33,47%
Sociedad Inversora Dock Sud SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	241.490.000 Peso argentino	Endesa Latinoamerica SA	57,14%	52,60%
Southern Cone Power Argentina SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	19.870.000 Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	98,03% 1,97%	33,47%
Spider Energieikh SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.150.000 Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	100,00%	46,04%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	2.800.000 Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	55,24%
Synapsis Argentina Ltda	Buenos Aires	Argentina	Servizi informatici	466.129 Peso argentino	Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda Energis SA	95,00% 5,00%	55,81%
Synapsis Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Servizi informatici	4.241.890 Real brasiliano	Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda Synapsis Argentina Ltda	0,05% 99,95%	55,81%
Synapsis Colombia Ltda	Bogotá D.C.	Colombia	Servizi informatici	238.450.000 Peso colombiano	Energis SA Synapsis Brasil Ltda Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda Synapsis Argentina Ltda	0,20% 2,40% 94,90% 2,50%	54,41%
Synapsis Perú Ltda	Lima	Perù	Servizi informatici	609.200 NuevoSol peruviano	Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	100,00%	55,81%
Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	Santiago	Cile	Servizi informatici	3.943.579.923 Peso cileno	Energis SA Chilectra SA	99,99% 0,01%	55,81%
Thessaliki Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.200.000 Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Transportadora de Energía SA	Capital Federal	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	55.512.000 Peso argentino	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	54,87%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	Trasmissione di energia elettrica	72.120 Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	67,51%
Transportista Regional de Gas SA	Medina del Campo (Valladolid)	Spagna	Trasporto di gas naturale	5.748.260 Euro	Endesa Gas SAU Endesa Gas Transportista SLU	50,00% 50,00%	92,06%
Triema SA	Capital Federal	Argentina	Marketing dei sistemi per la gestione commerciale	- Peso argentino	Endesa Servicios SL	55,00%	50,63%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica	190.171.520 Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
YHS Peponia S SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	400.000 Euro	Delta Energiaki SA	62,50%	25,90%

Elenco delle imprese di Enel SpA incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 30.06.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Controllante:							
Enel SpA	Roma	Italia	 Holding industriale	9.403.357.795 Euro	-	-	-
Controllate:							
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	150.000 Euro	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Artic Russia BV (già Eni Russia BV)	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	100.000 Euro	Enel Investment Holding BV	40,00%	40,00%
Enel Stoccaggi Srl	Roma	Italia	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio, stoccaggio di gas naturale	2.030.000 Euro	Enel Trade SpA	51,00%	51,00%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	200.000 Euro	Enel SpA	50,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Controllante:							
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	 Holding di partecipazioni	18.000 Euro	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
Controllate:							
Lipetskenenergoby LLC	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	7.500 Rublo	Res Holdings BV	75,00%	37,13%
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	18.000 Euro	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
Rusenergoby LLC	Mosca	Federazione Russa	Trading di energia elettrica	2.760.000 Rublo	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
Rusenergoby Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	4.600 Rublo	Res Holdings BV	50,00%	24,75%
Rusenergoby S LLC	Khanty-Mansiyskiy	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	5.100 Rublo	Res Holdings BV	51,00%	25,25%

Elenco delle imprese di Enel Green Power SpA incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 30.06.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Controllante:							
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000.000 Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Controllate:							
Andaluz de Energía Solar Primera SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006 Euro	Energías Especiales de Andalucía SL	76,00%	36,79%
Andaluz de Energía Solar Tercera SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006 Euro	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	36,31%
Andaluz de Energía Solar Cuarta SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006 Euro	Energías Especiales de Andalucía SL	76,00%	36,79%
Andaluz de Energía Solar Quinta SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006 Euro	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	36,31%
Aprovechamientos Eléctricos SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	420.705,4 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Aridos Energías Especiales SL	Villalbilla	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	41,05%	19,87%
Atelgen - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	24,69%
Azucarera Energías SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	570.600 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	19,36%
Barbao SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	284.878,74 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	19,36%
Campos - Recursos Energéticos ACE	Barroselas	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	45,99%
Cogeneración del Noroeste SL	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	19,36%
Colina - Produção de Energia Eléctrica Lda	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica	5.486,78 Euro	Parque Eólico Do Moinho Do Céu SA PP - Co-Geração SA	90,00% 10,00%	48,41%
Companhia Térmica Do Beato ACE	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	65,00%	31,47%
Companhia Térmica Do Serrado ACE	Paços de Brandão	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	24,69%
Companhia Térmica Hectare ACE	Alcochete	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	29,05%
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	45,99%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE	Riba de Ave	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	45,99%
Companhia Térmica Ponte Da Pedra ACE	Maia	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	45,99%
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	S. Paio de Oleiros	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA PP - CO-Geração SA	51,00% 49,00%	48,41%
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	Produzione di energia elettrica	5.000 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	45,99%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Concentrasolar SL	Siviglia	Spagna	Impianti fotovoltaici	10.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Confirel AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	30.050 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	Impianti eolici	200.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	19,36%
Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000 Euro	EOL Verde Energia Eólica SA	50,00%	36,31%
Empreendimentos Eólicos Da Serra Do Sicó SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,38%	25,36%
Empreendimentos Eólicos de Alvadia Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.150.000 Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	48,00%	46,48%
Empreendimentos Eólicos Cerveirenses SA	Vila Nova de Cerveira	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000 Euro	EEVM - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho SA	84,99%	30,86%
Empreendimentos Eólicos da Espiga SA	Caminha	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000 Euro	EEVM - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho SA	100,00%	36,31%
Enel Unión Fenosa Renovables SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32.505.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	33,89%
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	3.606.060 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	26,14%
Energía Termosolar de los Monegros SL	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	400.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	38,73%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	301.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Energías Ambientales de Somozas SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.250.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA Energías Ambientales EASA SA	19,40% 77,60%	21,92%
Energías Ambientales EASA SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.491.460 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,34%	16,14%
Energías Ambientales Novo SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.480.000 Euro	Energías Ambientales EASA SA	33,30%	5,37%
Energías Ambientales Vimianzo SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	106.864 Euro	Energías Ambientales EASA SA	33,30%	5,37%
Energías Especiales Alcohólicas SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	232.002 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,33%	39,86%
Energías Especiales de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	20.000 Euro	EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	100,00%	48,41%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Energías Especiales de Belmonte SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	120.400 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,16%	24,28%
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	270.450 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	77,00%	37,28%
Energías Especiales de Extremadura SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	88,34%	42,77%
Energías Especiales de Gata SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.100 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Energías Especiales de Padul SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.100 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	963.300 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	38,73%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.722.600 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.635.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	24,21%
Energías Especiales del Noroeste SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.812.040 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Energías Especiales Montes Castellanos SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.241.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Energías Especiales Montes de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.100 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Energías Especiales Santa Barbara SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.100 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Energías Especiales Valencianas SL	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Energías Renovables Montes de San Sebastián SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.305.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Eólica Del Cordal de Montouto SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Eólica El Molar SL	Fuente Alamo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.235.300 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Eólica Galaociasturiana SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	64.999 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	480.930 Peso argentino	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	210.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Ercasa Cogeneración SA	Saragozza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	601.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Erfei AIE	Tarragona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	720.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	42,00%	40,67%
EUFER - Caetano Energias Renovaveis Lda	Lapa (Lisbona)	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.010 Euro	EUFER - Energias Especiais de Portugal Unipessoal Lda	51,00%	24,69%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
EUFER - Energias Especiais de Portugal Unipessoal Lda	Lapa (Lisbona)	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
EUFER Operación SL (già EUFER Comercializadora SL)	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.653.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Eurohueco Cogeneración AIE	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	2.606.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	29,05%
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL	Oviedo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	480.800 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	47,50%	45,99%
Fábrica Do Arco - Recursos Energéticos SA	Santo Tirso	Portogallo	Produzione di energia elettrica	500.000 Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00%	48,41%
Gallega de Cogeneración SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.803.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	19,36%
Hídricas de Viseu SA	Maia	Portogallo	Impianti idroelettrici	986.000 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	67,00% 33,00%	64,39%
Hidroribeira - Emp. Hídricos e Eólicos Lda	Paço de Arcos	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.482 Euro	Parque Eólico Do Moinho Do Céu SA	100,00%	48,41%
Infraestructuras de Aldehuelas SA	Soria	Spagna	Costruzione, sfruttamento e manutenzione delle stazioni elettriche	425.000 Euro	Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL	60,82%	27,97%
Martinez y Lanza SA	Bajo León	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.101 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	38,73%
Parque Eólico A. Capelada AIE	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.929.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Parque Eólico Cabo Villano SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.625.792,44 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Parque Eólico Corullón SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Parque Eolico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	120.400 Euro	Barbao SA	50,16%	24,28%
Parque Eólico de Malpica SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	950.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	35,42%	17,15%
Parque Eólico de Padul SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	552.920 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,00%	39,70%
Parque Eólico do Moinho do Céu SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	48,41%
Parque Eólico Espina SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.200 Euro	Parque Eólico de Padul SA	100,00%	48,41%
Parque Eólico Sierra del Merengue SL	Cáceres	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	24,21%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
PP - Co-Geração SA	S. Paio de Oleiros	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	50.000 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	48,41%
Prius Energíca SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.600 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Promociones Energeticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.020 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	24,21%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	180.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,33%	16,14%
Punta de las Olas Eólica Marina SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.100 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Punta de Lens Eólica Marina SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.100 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	48,41%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	Impianti idroelettrici	461.410 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.507.500 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	96,00%	46,48%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.643.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Sociedad Eólica L'Enderrocada SA	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	920.219 Euro	Energias Ambientales EASA SA	26,66%	4,30%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.202.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Soternix - Produção de Energia Ace	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	24,69%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	Impianti fotovoltaici	26.890 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,33%	32,27%
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	3.750.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Ufefys SL	Aranjuez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	19,36%
Ute Biogas Garraf UTE	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica con biogas	3.010 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	48,41%
Ventominho Energias Renovaveis SA	Esposende	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000 Euro	EEVM - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho SA	84,99%	30,86%
Vientos del Noroeste SA	Bajo León	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.101,21 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	99,70%	48,27%

Elenco delle imprese di Endesa incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 30.06.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Controllante:								
Endesa SA	Madrid	Spagna	 Holding di partecipazioni	1.270.502.540	Euro	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Controllate:								
Aquilae Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	19.232.400	Euro	Endesa Generación SA	85,41%	78,63%
Atacama Finance Co.	-	Isole Cayman	Holding di partecipazioni	6.300.000	Dollaro statunitense	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda Gas Atacama SA	99,90% 0,10%	16,74%
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	-	24.157.440	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	0,51% 99,00%	17,07%
Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	Fornitura di combustibili	50.000	Euro	Endesa Generación SA Endesa Generación Portugal SA	49,99% 0,01%	46,03%
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	Progettazione	72.916.665.182	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	51,00%	17,07%
Cephei Desarrollo Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	600.000	Euro	Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	100,00%	30,84%
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda	Santiago	Cile	Progettazione e servizi di consulenza	1.000.000	Peso cileno	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Consorcio Ingendesa-Minmetal Ltda	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	2.000.000	Peso cileno	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Construcciones, Rehabilitaciones y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Santander	Spagna	Impianti fotovoltaici	100.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Construcciones, Rehabilitaciones y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU 2 UTE	Santander	Spagna	Impianti fotovoltaici	100.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Construcciones, Rehabilitaciones y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU 3 UTE	Santander	Spagna	Impianti fotovoltaici	100.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Desarrollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura Dicogexsa SA	Badajoz	Spagna	Distribuzione di gas	21.632.400	Euro	Endesa Gas SAU	47,00%	43,27%
Distribuidora Eléctrica de Cundimarca SA Esp	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	1.000.000	Peso colombiano	Codensa SA ESP	49,00%	17,97%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	50.000	Euro	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	46,05%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	1.081.820	Euro	Endesa Red SA	50,00%	46,03%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	6.611.110	Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	50,00%	46,03%
Empresa de Energía Cundinamarca SA Esp	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	39.699.630.000	Peso colombiano	Distribuidora Eléctrica de Cundimarca SA Esp	82,34%	14,80%
Endesa Ingeniería SL - Laxtron Energías Renovables SL UTE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Servizi di ingegneria e consulenza	3.100	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Endesa Ingeniería SLU - Etime Seguridad SA UTE	Madrid	Spagna	Sistemi di sicurezza	10.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Endesa Ingeniería SLU - Indra Sistemas SA UTE	Siviglia	Spagna	Servizi informatici	1.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	51,00%	46,95%
Energex Co.	Isole Cayman	Isole Cayman	Holding di partecipazioni	10.000	Dollaro statunitense	Gas Atacama Chile SA	100,00%	16,74%
Energie Electricque de Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	Impianti di produzione a ciclo combinato	750.400.000	Dirham marocchino	Endesa Desarrollo SL	32,00%	29,46%
EPRESA Energía SA	Cadice	Spagna	Produzione e distribuzione di energia elettrica	1.600.000	Euro	Electricidad de Puerto Real SA	100,00%	46,03%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica	185.025.186	Dollaro statunitense	Gas Atacama SA Inversiones Endesa Norte SA	99,90% 0,05%	16,74%
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	291.484.088	Dollaro statunitense	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	100,00%	16,74%
Gas Extremadura Transportista SL	Badajoz	Spagna	Trasporto e stoccaggio di gas	5.000.000	Euro	Endesa Gas Transportista SLU	40,00%	36,82%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	208.173.124	Dollaro statunitense	Gas Atacama SA Inversiones Endesa Norte SA Energex Co.	57,23% 0,03% 42,71%	16,74%
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	Trasporto di gas naturale	-	-	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	16,74%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	17.141.400.000	Peso cileno	Gasoducto Atacama Argentina SA Gas Atacama Chile SA	0,12% 99,88%	16,74%
Hispano-Helliniki Aioliki Trikorfa SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica e trading	60.000	Euro	Spider Energieikh SA	50,00%	23,02%
Hospital Juan Ramón Jiménez UTE	Madrid	Spagna	Produzione di energia solare	6.000	Euro	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Iniciativas de Gas SL	Madrid	Spagna	Gas naturale e servizi a esso connessi	1.300.010	Euro	Endesa Generación SA	40,00%	36,82%
Instalaciones Inabensa SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Siviglia	Spagna	Servizi energia elettrica	-	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	333.520.000	Dollaro statunitense	Inversiones Endesa Norte SA	50,00%	16,74%
Makrinos Societé Anonyme	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica e trading	60.000	Euro	Spider Energieikh SA	50,00%	23,02%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesto	% di possesto del Gruppo
al 30.06.2010							
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	Studi ambientali	60.100 Euro	Nuclenor SA	50,00%	23,02%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	Impianto nucleare	102.000.000 Euro	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajío XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Parque Fotovoltaico El Guancho IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guancho V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guancho VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guancho VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guancho VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guancho IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guancho X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guancho XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Parque Fotovoltaico Tablero IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Pegop - Energía Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	Produzione di energia elettrica	50.000 Euro	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Planta de Regasificación de Sagunto SA	Madrid	Spagna	Attività di commercializzazione di gas e combustibili	1.500.000 Euro	Iniciativas de Gas SL	50,00%	18,41%
Progas SA	Santiago	Cile	Distribuzione di gas	1.404.000 Peso cileno	Gas Atacama SA Gas Atacama Chile SA	0,10% 99,90%	16,74%
Sacme SA	Capital Federal	Argentina	Monitoraggio del sistema elettrico	12.000 Peso argentino	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	21,21%
SAT 357-05 Acevedo Reid S. Agraria de Transformación - Endesa Ingeniería SLU UTE.	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.000 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	1.000.000 Peso cileno	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Sodesa - Comercialização de Energia Electrica SA	Porto	Portogallo	Distribuzione di energia elettrica e servizi	750.000 Euro	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008 Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	12.020.000 Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	33,50%	30,84%
Tejo Energia, Produção e Distribuição de Energia Electrica SA	Paço d'Arcos	Portogallo	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	5.025.000 Euro	Endesa Generación SA	38,89%	35,80%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	2.202.223 Peso cileno	Compañía Eléctrica San Isidro SA	50,00%	16,74%

Elenco delle imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 30.06.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	450.000 Euro	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	Ricerche, servizi di prova e collaudo	8.550.000 Euro	Enel SpA	25,92%	25,92%
Chladiace veže Bohunice spol. Sro	Bohunice	Slovacchia	Ingegneria e costruzioni	16.598 Euro	Slovenské elektrárne AS	35,00%	23,10%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	Costruzione di infrastrutture portuali	20.516.000 Euro	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Enel Rete Gas SpA	Milano	Italia	Distribuzione di gas	54.139.160 Euro	Enel Distribuzione SpA	19,88%	19,88%
Idrosicilia SpA	Milano	Italia	Attività nel settore idrico	22.520.000 Euro	Enel SpA	40,00%	40,00%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	Ricerca in materia di energia nucleare	66.389 Euro	Slovenské elektrárne AS	49,00%	32,34%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	697.820 Euro	Enel.NewHydro Srl	41,55%	41,55%
Ústav jaderného výzkumu Řež a.s.	Řež	Repubblica Ceca	Ricerca e sviluppo energia nucleare	524.139.000 Corona ceca	Slovenské elektrárne AS	27,77%	18,33%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
P.N. Endesa SA:							
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	Gestione di impianti termici	595.000 Euro	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	Gestione di impianti nucleari	- -	Endesa Generación SA Nucleon SA	23,57% 0,69%	22,02%
Compañía Transportista de Gas de Canarias SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Trasporto di gas naturale	1.907.000 Euro	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	47,18%	43,43%
Consorcio Ara-Ingendesa Sener Ltda	Santiago	Cile	Progettazione e servizi di consulenza	1.000.000 Peso cileno	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	33,33%	11,16%
Detelca UTE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Ingegneria e costruzioni	6.000 Euro	Endesa SA	19,00%	17,49%
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	Produzione di energia elettrica	38.162.420 Euro	Endesa Generación SA	40,87%	37,62%
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	165.880 Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	43,69%
Electron Watt SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000 Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Sociéte Anonyme	10,00%	4,60%
Ensafeca Holding Empresarial SL	Barcellona	Spagna	Servizi informatici	7.721.330.000 Euro	Endesa SA	32,43%	29,86%
Fthiotiki Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	360.000 Euro	Delta Energiaki SA	35,00%	14,50%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesto	% di possesto del Gruppo
al 30.06.2010								
GNL Chile SA	Santiago	Cile	Progettazione e fornitura di GNL	3.026.160	Dollaro statunitense	Empresa Nacional de Electricidad SA	33,33%	11,16%
GNL Quintero SA	Santiago	Cile	Progettazione e fornitura di GNL	195.882.353	Dollaro statunitense	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	6,69%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	Sviluppo e manutenzione del impianto di produzione El Hierro	23.937.000	Euro	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	30,00%	27,62%
Inversiones Electrogas SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	13.196.430.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	14,23%
Ionia Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.100.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	49,00%	22,56%
Konecta Chile SA	Santiago	Cile	Servizi informatici	1.000.000	Peso cileno	Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	26,20%	14,62%
Kromschroeder SA	L` Hospitalet de Llobregat (Barcelona)	Spagna	Servizi	657.000	Euro	Endesa Gas SAU	27,93%	25,71%
La Pereda CO ₂ AIE	Oviedo	Spagna	Servizi	224.286	Euro	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
Myhs Thermorema SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.180.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	40,00%	18,42%
Neinver Bolonia SL	Madrid	Spagna	Attività immobiliare	6.000	Euro	Bolonia Real Estate SL	45,00%	41,43%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	Desalinizzazione e fornitura di acqua	601.000	Euro	Endesa SA	45,00%	41,43%
Regasificadora del Noroeste SA	Mugardos (La Coruña)	Spagna	Rigassificazione e trasmissione di gas naturale	47.478.520	Euro	Endesa Generación SA	21,00%	19,33%
Sadiel Tecnologías de la Información SA	Siviglia	Spagna	Servizi informatici	663.520	Euro	Endesa Servicios SL	37,50%	34,52%
Sistemas Sec SA	Santiago	Cile	Sistemi di comunicazione e segnalazione	2.037.480.000	Peso cileno	Compañía Americana de Multiservicios Ltda	49,00%	27,35%
Tecnomat SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica e servizi	4.025.700	Euro	Endesa Generación SA	45,00%	41,43%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	500.000	Peso argentino	Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA	5,51% 5,32% 15,35%	6,61%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	500.000	Peso argentino	Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA	5,51% 5,32% 15,35%	6,61%
Yacylec SA	Capital Federal	Argentina	Trasmissione di energia elettrica	20.000.000	Peso argentino	Endesa Latinoamerica SA	22,22%	20,46%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
P.N. Enel Green Power SpA:								
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	Colon salvadoregno	Grupo EGI SA de cv	20,00%	20,00%
Aes Distribuidores Salvadoreños y Compania S. en C. de cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	Colon salvadoregno	Grupo EGI SA de cv	20,00%	20,00%
Aplicações Hidroeléctricas da Beira Alta Ltda	Lisbona	Portogallo	Impianti idroelettrici	399.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,71%	34,58%
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	Impianti di produzione a ciclo combinato	1.803.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	24,21%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	Gestione di impianti idroelettrici	364.210	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,30%	32,24%
Central Hidroeléctrica Casillas SA	Siviglia	Spagna	Gestione di impianti idroelettrici	301.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	49,00%	47,44%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	36.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	19,36%
Cogeneración Hostalrich AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	781.300	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	31,95%
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	720.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	19,36%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	Impianti eolici	13.222.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,63%	34,50%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.524.200	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	24,21%
Energía de la Loma SA	Jean	Spagna	Biomasse	4.450.000	Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	38,73%
Energías de Villarrubia SL	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	9,68%
Enerlasa SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.021.700	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	45,00%	21,79%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	90.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	38,73%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	38,73%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione e distribuzione di energia elettrica	1.758.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	38,73%
Ercetesa SA	Saragozza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	294.490 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,00%	33,89%
Erecosalz SL	Saragozza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	18.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	31,95%
Feneralt - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	- -	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	25,00%	12,10%
Garofeica SA	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	721.200 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	26,14%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili		EGP Geronimo Holding Company Inc.	25,00%	25,00%
Hidroeléctrica de Ouro SL	Lugo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.608.200 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	29,05%
Hidroeléctrica del Piedra SL	Saragozza	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	160.470 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	24,21%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000 Colon salvadoregno	Grupo EGI SA de cv	20,00%	20,00%
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	258.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	931.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	178.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	215.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	188.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	204.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	216.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	182.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	178.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	178.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	169.000 Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
LaGeo SA de cv	Ahuachapan	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.562.826.700 Colon salvadoregno	Enel Green Power SpA	36,20%	36,20%
Minicentrales Del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	Impianti idroelettrici	1.820.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	36,50%	35,34%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	6.010 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,33%	32,27%
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcelona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.313.100 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	29,05%
Parc Eolic La Tossa - La Mola d'En Pascual SL	Barcelona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.183.100 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	29,05%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.193.970 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	48,00%	46,48%
Powercer - Sociedade de Cogaerção de Vialonga SA	Loures	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	50.000 Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	30,00%	29,05%
Productora de Energías SA	Barcelona	Spagna	Impianti idroelettrici	30.050 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	29,05%
Puignerel AIE	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	11.299.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	24,21%
Rofeica d'Energía SA	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.983.300 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	26,14%
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	207.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	43,57%
Sati Cogeneración AIE	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	66.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,50%	26,63%
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.125 Euro	Eólicos Touriñán SA	49,04%	47,48%
Sistemas Energéticos La Muela SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.065.100 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	29,05%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Sistemas Energéticos Más Garullo SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.503.410 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	26,14%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica	4.507.580 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	46,67%	45,19%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,00%	8,71%
Star Lake Hydro Partnership	St. John (Newfoundland)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Chi Hydroelectric Company Inc.	49,00%	49,00%
Termotec Energía AIE	Valencia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	481.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	43,57%
Thracian Eolian 1 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 2 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 3 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 4 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 5 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 6 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 7 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 8 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 9 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Tirnadrid SA	Valdemingómez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.828.000 Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,64%	9,02%
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	7.662.750 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	38,73%
Trade Wind Energy LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	- -	Enel Kansas LLC	45,00%	45,00%
Urgell Energía SA	Lleida	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	601.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	26,14%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	259.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	209.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	219.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	374.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	175.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	159.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	209.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	216.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Grammatikaki SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	185.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kafoutsis SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	209.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	347.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	293.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Korfovouni SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	229.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	569.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Makriakkoma SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	303.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Megavouni SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	238.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	435.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	110.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	294.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Organi SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	312.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	233.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	331.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	216.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	205.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Politis SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	146.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	307.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	182.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	340.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Stroboulas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	219.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Triforko SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	170.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	29,25%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	196.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	214.000 Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	234.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	38,73%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
PN Artic Russia							
SeverEnergia (già Enineftegaz)	Mosca	Federazione Russa	Lavorazione e trasporto di gas e petrolio	55.114.150.000 Rublo	Artic Russia BV (già ENI Russia BV)	49,00%	19,60%

Elenco delle altre partecipazioni rilevanti al 30.06.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010							
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	Progettazione e servizi	793.340 Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	15,35%
Companhia Térmica Mundo Têxtil ACE	Caldas de Vizela	Portogallo	Produzione di energia elettrica	1.003.476 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	10,00%	4,84%
Diseño de Sistemas En Silicio SA	Valencia	Spagna	Sistemi fotovoltaici	578.000 Euro	Endesa Network Factory SL	14,39%	13,25%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	Repubblica di Panama	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	58.500.000 Dollaro statunitense	Endesa Latinoamerica SA	11,11%	10,23%
Endesa Ingeniería SL - Vestas Eólica SA UTE	Barcellona	Spagna	Servizi di ingegneria e consulenza	3.000 Euro	Endesa Ingeniería SLU	19,27%	17,74%
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000.000 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	9,80% 9,80%	14,23%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	Gestione della rete in fibra ottica	2.191.200 Euro	Slovenské elektrárne AS	16,67%	11,00%
Euskaltel SA	Derio (Vizcaya)	Spagna	Servizi informatici	325.200.000 Euro	Endesa SA	10,26%	9,45%
Fibrel AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	550.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	10,00%	9,68%
Galsi SpA	Milano	Italia	Ingegneria nel settore energetico ed infrastrutturale	35.838.000 Euro	Enel Produzione SpA	15,61%	15,61%
Green Fuel Corporacion SA	Santander	Spagna	Sviluppo, costruzione e operazioni di biodiesel	121.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA) Endesa Generación SA	16,51% 8,83%	24,12%
Groberel AIE	Girona	Spagna	Impianti idroelettrici	- -	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	12,00%	11,62%
Hisane AIE	Tarragona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.200 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	10,00%	9,68%
International Multimedia University Srl	Roma	Italia	Formazione a distanza	24.000 Euro	Enel Servizi Srl	13,04%	13,04%
Inversiones Eólicas La Esperanza SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000 Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	51,00%	51,00%
Medgaz SA	Madrid	Spagna	Sviluppo e progettazione	28.500.000 Euro	Endesa Generación SA	12,00%	11,05%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	Impianti idroelettrici	1.202.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	15,00%	14,52%
Miranda Plataforma Logística SA	Miranda de Ebro (Burgos)	Spagna	Sviluppo regionale	1.200.000 Euro	Nuclenor SA	33,00%	15,19%
Papeleira Portuguesa SA	Sao Paio de Oleiros	Portogallo	Fabbricazione di carta	916.229 Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	13,16%	6,37%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale Valuta	Detenuta da	% di possesto	% di possesto del Gruppo
al 30.06.2010							
Silicio Energía SA	Campanillas (Malaga)	Spagna	Impianti estrattivi di silicio	69.000.000 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	17,00%	16,46%
Sociedad de Fomento Industrial de Extremadura SA	Badajoz	Spagna	Sviluppo regionale	155.453.460 Euro	Endesa SA	42,00%	38,67%
Tractament I Revalorització de Residus del Maresme SA	Barcellona	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	60.600 Euro	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	10,00%	9,68%

Elenco delle partecipazioni in imprese in liquidazione o destinate alla vendita al 30.06.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Climare Scrl (in liquidazione)	Genova	Italia	-	30.600	Euro	Enel Distribuzione SpA	66,66%	66,66%
Desaladora de la Costa del Sol SA (in liquidazione)	Malaga	Spagna	Costruzione e gestione di un impianto di desalinizzazione	5.889.920	Euro	Endesa SA	51,02%	46,97%
Endesa Marketplace SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	Servizi	6.743.800	Euro	Energis SA Endesa Servicios SL	15,00% 63,00%	66,37%
Enel Capital Srl (in liquidazione)	Roma	Italia	Holding di partecipazioni	8.500.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Ireland Finance Ltd (in liquidazione)	Dublino	Irlanda	Finanziaria	1.000.000	Euro	Enel Finance International SA	100,00%	100,00%
Enel Latin America LLC (in liquidazione)	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Holding di partecipazioni	-	-	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Energoslužby AS (in liquidazione)	Trnava	Slovacchia	Prestazione di servizi alle imprese	33.194	Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Latin America Energy Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	18.000	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Q-Channel SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	-	1.607.141	Euro	Enel Servizi Srl	24,00%	24,00%

Relazioni

Relazione della Società di revisione

Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

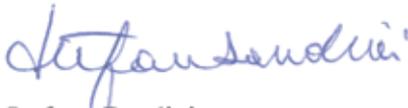
- 1 Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative, del Gruppo Enel al 30 giugno 2010. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
- 2 Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la Direzione della Società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato semestrale abbreviato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato presenta ai fini comparativi i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente e allo stato patrimoniale all'1 gennaio 2009. Come indicato nelle note illustrative, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente e allo stato patrimoniale all'1 gennaio 2009, che deriva dal bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2008, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le relazioni di revisione rispettivamente in data 9 aprile 2010 ed in data 10 aprile 2009. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note illustrative, sono state da noi esaminate ai fini della redazione della presente relazione. Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente, si fa riferimento alla nostra relazione emessa in data 27 agosto 2009.

- 3 Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2010 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 26 agosto 2010

KPMG S.p.A.



Stefano Bandini
Socio

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 ottobre 2010

su carta ecologica riciclata

Fedrigoni Symbol Matt Plus



Tiratura: 100 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

