

**Relazione finanziaria
semestrale al
30 giugno 2010**

INDICE

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE	2
La struttura del Gruppo Enel Green Power	3
Organi sociali	4
Sintesi dei risultati	6
Fatti di rilievo del primo semestre 2010	11
Scenario di riferimento	16
Aspetti Normativi e Tariffari.....	19
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo	27
Definizione degli indicatori di performance.....	27
Principali variazioni dell'area di consolidamento	28
Risultati economici del Gruppo	29
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo	31
Risultati per area geografica.....	35
Italia e Europa	37
Enel.si S.r.l.	40
Iberia e America Latina.....	42
Nord America	44
Prevedibile evoluzione della gestione	46
Ricerca e sviluppo.....	47
Risorse umane e organizzazione	49
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO DEL GRUPPO ENEL GREEN	
POWER	51
Prospetti contabili consolidati	52
Conto economico consolidato.....	53
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	54
Stato patrimoniale consolidato.....	55
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto	56
Rendiconto finanziario consolidato.....	57
Note di commento	58
ALLEGATI	106
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 30 giugno 2010	106

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

La struttura del Gruppo Enel Green Power

Corporate Enel Green Power S.p.A.

Italia

Enel.si S.r.l.
Enel Green Power Portoscuso S.r.l.
Enel Green Power Calabria S.r.l.
Enel Green Power Strambino Solar S.r.l.
Energia Eolica S.r.l.
Enel Green Power Puglia S.r.l.
Enel Green Power TSS S.r.l.
Maicor Wind S.r.l.
Enerlive S.r.l.
Altomonte Fv S.r.l.

Enel Green Power International B.V.

Europa

Enel Green Power Romania
Enel Green Power Bulgaria
EAD
Enel Green Power Hellas
SA
Enel Green Power France

Nord America

Enel North America Inc.

Iberia e America Latina

**Enel Green Power
Espana S.L.**

Enel Latin America B.V.

Enel Brasil Participacoes
Ltda

Hidromac Energy B.V.

Enel de Costa Rica S.A.

Enel Guatemala S.A.

Impulsora Nacional de
Electricidad S. R.L de C.V.

Enel Panama S.A.

Grupo EGI S.A. de C.V.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Francesco Starace

Consiglieri

**Andrea Brentan
Massimo Cioffi
Luigi Ferraris
Claudio Machetti
Giovanni Mancini
Carlo Tamburi**

Collegio Sindacale

Presidente

Leonardo Perrone

Sindaci effettivi

**Giuseppe Ascoli
Giuseppe Mariani**

Sindaci supplenti

**Giulio Monti
Francesco Rocco**

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 e per Legge i poteri per quanto concerne il funzionamento degli organi amministrativi (Assemblea e Consiglio di Amministrazione) e la legale rappresentanza della Società, nei confronti di amministrazioni pubbliche ed economiche, in Italia e all'estero, ivi inclusi tutti i rapporti con gli istituti di credito, gli enti finanziatori, amministrazioni finanziarie ed agenzie di assicurazione del credito.

Inoltre, al Presidente sono riconosciute, in base alla deliberazione consiliare del 20 aprile 2009, alcune ulteriori attribuzioni.

Sintesi dei risultati

A seguito del perfezionamento dell'acquisizione da parte di Enel Green Power del 60% del capitale di Endesa Generacion y Renovables da Endesa Generacion intervenuto in data 22 marzo 2010, Enel Green Power ha acquisito il controllo della società che, a decorrere da tale data, risulta pertanto consolidata con il metodo integrale. Con riferimento ai principali effetti che l'acquisizione ha determinato sui dati patrimoniali (ed economici) consolidati di Enel Green Power, si evidenzia che le attività di ECyR (pari a 2.072 milioni di euro) incluse nella relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010 rappresentano il 16,6% del totale delle attività del Gruppo Enel Green Power alla stessa data (pari a 12.480 milioni di euro), mentre i ricavi e l'EBITDA di ECyR (pari rispettivamente a 53 milioni di euro e a 27 milioni di euro) rappresentano il 5,1% e il 4,1% dei ricavi e dell'EBITDA del gruppo Enel Green Power (pari rispettivamente a 1.039 milioni di euro e 651 milioni di euro).

Si evidenzia, inoltre, che in data 17 marzo 2010 Enel ha proceduto alla ripatrimonializzazione della medesima mediante rinuncia ad una parte del credito finanziario vantato dalla stessa Enel nei confronti di Enel Green Power, per una quota pari a 3,7 miliardi di euro.

Dati economici

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Totale Ricavi, incluso effetto gestione rischio commodity	1.039	940	99
Margine operativo lordo (EBITDA)	651	651	0
Utile operativo	415	450	(35)
Utile del periodo del Gruppo e di terzi	263	239	24
Utile del periodo del Gruppo	253	223	30

I Ricavi totali, incluso l'effetto della gestione del rischio commodity nel primo semestre 2010 sono stati pari a 1.039 milioni di euro, con un incremento di 99 milioni di euro (+11%) rispetto al primo semestre 2009. L'impatto derivante dal consolidamento di ECyR sui ricavi è stato di 53 milioni di euro. Al netto di tale impatto i ricavi sarebbero stati pari a 986 milioni di euro, in crescita di 46 milioni di euro (+5%) rispetto al primo semestre 2009.

Il Margine operativo lordo nel primo semestre 2010 è stato pari a 651 milioni di euro in linea con il valore del primo semestre 2009. L'impatto derivante dal consolidamento di ECyR sul MOL è stato di 27 milioni di euro. Al netto di tale impatto il MOL sarebbe stato pari a 624 milioni di euro, in riduzione di 27 milioni di euro (-4%) rispetto al primo semestre 2009.

Il Risultato operativo nel primo semestre 2010 ammonta a 415 milioni di euro. La riduzione di 35 milioni di euro (-8%) rispetto al primo semestre 2009 è determinata dall'incremento degli ammortamenti per effetto principalmente della variazione del perimetro di consolidamento.

Il Risultato netto del Gruppo nel primo semestre 2010 ammonta a 253 milioni di euro. L'incremento di 30 milioni di euro (+13%) euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente è determinato da minori oneri finanziari a seguito della ricapitalizzazione del debito di 3.700 milioni di euro e da minori imposte in Italia per effetto della Tremonti Ter.

Dati patrimoniali e finanziari

I dati patrimoniali al 30 giugno 2010 escludono (ove non diversamente indicato) i valori relativi alle attività e alle passività destinate alla vendita inerenti le energie rinnovabili possedute in Bulgaria per le quali è stato avviato il processo di vendita.

Milioni di euro

	30-giu-10	31-dic-09	Variazione
Capitale investito netto	10.219	7.909	2.310
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power	2.995	5.345	(2.350)
Patrimonio netto (incluso quote di terzi)	7.224	2.564	4.660
Flusso di cassa da attività operativa	261	319 ^(*)	(58)
Investimenti (al lordo contributi)	339	280 ^(*)	59

(*) al 30 giugno 2009 unaudited

Il *Capitale investito netto* al 30 giugno 2010 è pari a 10.219 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto di Gruppo e terzi per 7.224 milioni di euro (2.564 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e dall'indebitamento finanziario netto per 2.995 milioni di euro (5.345 milioni di euro al 31 dicembre 2009). La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di 2.350 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 deriva principalmente dal saldo netto tra la ricapitalizzazione della società avvenuta a marzo 2010 per 3.700 milioni di euro, l'esborso finanziario per l'acquisizione di ECyR (860 milioni di euro) e il consolidamento dell'indebitamento di ECyR (346 milioni di euro). Al 30 giugno 2010, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il cosiddetto rapporto debt to equity, si attesta a 2,4 a fronte di un rapporto pari a 2,1 di fine 2009.

Gli *Investimenti* effettuati nel corso del primo semestre 2010 sono pari a 339 milioni di euro, in aumento di 59 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009.

Dati operativi

Di seguito i principali dati operativi e la consistenza del personale:

	primi sei mesi		
	2010	2009	Variazione
Energia netta prodotta (milioni di KWh)	10.803 ⁽¹⁾	9.908	920
Capacità installata (MW)	5.761	4.544	1.217
Dipendenti del periodo (unità)	2.907	2.685 ⁽²⁾	222

⁽¹⁾ al netto di Enel Green Power Bulgaria

⁽²⁾ al 31 dicembre 2009

La *Produzione netta* complessiva del Gruppo nel primo semestre è stata pari a 10,8 TWh con un incremento di 0,9 TWh (9%). Al netto dell'impatto derivante dal consolidamento di ECyR, la produzione netta sarebbe stata pari a 10,3 TWh con un incremento di 0,4 TWh (+4%) rispetto al primo semestre 2009. Tale incremento è stato determinato dalla crescita della capacità installata e dal miglioramento della disponibilità degli impianti che ha più che compensato la riduzione della produzione idro, conseguente alla normalizzazione dei livelli di idraulicità in Italia.

La *capacità installata netta* al 30 giugno 2010 è pari a 5.761 MW, con un incremento di 1.217 MW rispetto al 30 giugno 2009 (+27%) di cui 904 MW derivanti dal consolidamento di ECyR e 313 MW derivanti da crescita organica.

A livello di aree geografiche la crescita è stata di 209 MW nell'area Italia ed Europa (+8%) e di 1.008 MW (+94%) nell'area Iberia e America Latina.

I *Dipendenti* del Gruppo al 30 giugno 2010 sono 2.906 (2.685 al 31 dicembre 2009) in crescita di 222 unità. La variazione è riconducibile all'impatto derivante dal consolidamento di ECyR (+137 unità) e ad un incremento delle consistenze come saldo tra assunzioni e cessazioni (+85).

Dati economici e patrimoniali per Area geografica

In data 8 marzo 2010, il Gruppo Enel Green Power si è dotato di una nuova struttura organizzativa che prevede, tra l'altro, la riorganizzazione delle aree geografiche in:

- Italia ed Europa;
- Iberia e America Latina;
- Stati Uniti.

E' inoltre presente una struttura dedicata a Enel.si, con responsabilità autonome rispetto all'Area Italia ed Europa.

Di seguito vengono riportati i principali dati economici, patrimoniali e finanziari al e per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 e al 30 giugno 2009 delle nuove strutture; i dati relativi al primo semestre 2009 sono stati determinati riclassificando i dati determinati secondo la precedente struttura organizzativa come esposto di seguito:

- Italia ed Europa: accoglie i dati attribuiti, sulla base della precedente struttura, all'Area Italia (al netto di Enel.si) e all'Area Resto d'Europa (al netto di Eufer);
- Iberia e America Latina: accoglie i dati attribuiti, sulla base della precedente struttura, all'Area America Latina, alla società Eufer e al gruppo Endesa Cogeneracion y Renovables (ora Enel Green Power Espana);
- Stati Uniti: coincide con l'Area precedente;
- Enel.si: accoglie i dati relativi alla società Enel.si.

Nella seguente tabella sono rappresentati i valori economici suddivisi per area geografica:

Milioni di euro	30-giu-2010			30-giu-2009 unaudited		
	Ricavi(*)	Margine operativo lordo (EBITDA)	Utile operativo	Ricavi (*)	Margine operativo lordo (EBITDA)	Utile operativo
Italia e Europa	634	469	314	646	488	334
Enel.si	82	1	1	39	(10)	(10)
Iberia e America Latina	243	132	76	182	125	100
Nord America	85	49	24	73	48	26
Elisioni e rettifiche	(5)	0	0	0	0	0
Totale	1.039	651	415	940	651	450

(*) Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio commodity

Di seguito i valori patrimoniali suddivisi per area geografica:

Milioni di euro	30-giu-10			31-dic-09		
	Attività operative	Passività operative	Investimenti (al lordo contributi)	Attività operative	Passività operative	Investimenti (al lordo contributi)(*)
Italia e Europa	5.703	477	229	5.619	465	139
Enel.si	71	95	0	125	79	0
Iberia e America Latina	3.363	339	82	1.574	145	123
Nord America	1.003	63	28	857	47	18
Elisioni e rettifiche	(71)	(71)	0	(20)	(20)	0
Totale	10.069	903	339	8.155	716	280

(*) al 30 giugno 2009 unaudited

La tabella seguente espone il dettaglio per area geografica della consistenza del personale:

n. dipendenti	30-giu-10	31-dic-09	Variazione
Italia e Europa	1.773	1.752	21
Enel.si	90	88	2
Iberia e America Latina	739	565	174
Nord America	305	280	25
Totale	2.907	2.685	222

Fatti di rilievo del primo semestre 2010

Gennaio

Accordo di collaborazione con Sharp

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell'intera catena del valore del fotovoltaico, in data 4 gennaio Enel Green Power ha firmato con Sharp Corporation ("Sharp") e STMicroelectronics N.V. ("STM") un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà localizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. La fabbrica avrà inizialmente una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici pari a 160 MW, che potrà essere incrementata nel corso dei prossimi anni fino a 480 MW all'anno. È previsto che la produzione dei pannelli sia avviata all'inizio del 2011. Inoltre, nel centro di ricerca sito in Catania, Enel Green Power e Sharp stanno conducendo sperimentazioni sulla tecnologia solare a concentrazione.

In data 1° luglio 2010 Enel Green Power Spa ha costituito la società IPP NEWCO Solar Srl versando interamente il capitale sociale pari a 10.000 euro; tale costituzione rientrava nell'accordo sottoscritto tra Enel Green Power e Sharp che prevedeva la creazione di una joint venture paritetica con l'obiettivo di sviluppare entro il 2016 nuovi campi fotovoltaici, per una capacità installata totale di circa 500 MW nella regione mediterranea, utilizzando i pannelli prodotti nell'impianto di Catania.

In ottemperanza alle previsioni del predetto accordo in data 22 luglio 2010 Sharp ha acquisito il 50% della Società che ha contestualmente assunto la denominazione di Enel Green Power & Sharp Solar Energy S.r.l.

Acquisizione di Padoma Wind Power

Il 21 gennaio Enel North America ha acquistato da NGR Energy Padoma Wind Power, società specializzata nel settore eolico e posseduta da NGR.

Padoma, con sede a La Jolla, in California, sta sviluppando circa 4000 MW di potenziali progetti, che una volta realizzati, consentiranno il raggiungimento dell'obiettivo del 33% di vendita di energia rinnovabile ai consumatori finali entro il 2020.

Enel North America manterrà l'intero team di sviluppo e l'attuale pipeline che la società ha in California e in Texas. NRG manterrà la proprietà dei suoi tre impianti eolici in Texas- Sherbino, Elbow Creek and Langford per una capacità totale di energia installata di 350 MW. Infine, le due società hanno raggiunto un accordo in base al quale NRG manterrà un diritto di prelazione nel caso in cui di Enel North America cerchi un socio per i progetti relativi a Padoma.

Maicor Wind Srl ed Enerlive Srl

In data 13 gennaio Enel Green Power Spa ha acquisito da McKelcey Funds la maggioranza delle quote della società Maicor Wind Srl ed Enerlive Srl, società titolari di una pipeline di 3 progetti eolici in provincia di Catanzaro, per una potenza complessiva di 64 MW.

In tale data l'Assemblea dei Soci, al fine di dotare la società delle risorse finanziarie alla realizzazione degli impianti eolici, ha deliberato un primo aumento di capitale da 10.000 euro a 3.000.000 euro, regolarmente sottoscritto e versato dai soci.

In data 27 gennaio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato un ulteriore aumento delegato del capitale sociale di 11.050.000 euro, regolarmente sottoscritto e versato dai soci, portando lo stesso a 14.050.000 euro.

Infine, in data 12 aprile 2010 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato un nuovo aumento delegato del capitale sociale di 6.800.000 euro prevedendone la sottoscrizione da parte dei soci entro il 30 aprile 2010.

Taranto Solar Srl

In data 29 gennaio, nell'ambito dello sviluppo di progetti fotovoltaici in Puglia, è stata costituita la società Taranto Solar Srl titolare di un progetto per la realizzazione in più fasi di un impianto fotovoltaico nei due siti industriali del Gruppo Marcegaglia a Taranto, per una potenza complessiva di 4 MW.

Attualmente sono in corso trattative con il socio finalizzate al closing dell'operazione entro luglio 2010.

Febbraio

Costituzione Enel Green Power Calabria

In data 9 febbraio è stata costituita la società Enel Green Power Calabria Srl.

La costituzione della società è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power Spa del 1° febbraio 2010 al fine di poter procedere alla presentazione delle domande di autorizzazione unica per i progetti relativi alla realizzazione di un impianto eolico nel Comune di Bagaladi (RC) e nel Comune di Motta San Giovanni-Montebello Jonico (RC).

Marzo

Progetto Desertec

In data 10 marzo, nell'ambito dell'ingresso di Enel Green Power Spa nella società di studio di diritto tedesco Dii GmbH approvato dal Consiglio di Amministrazione, la Società ha acquistato 1 azione per un importo pari a 10.000 euro corrispondente al 6,2% del capitale sociale.

Ripatrimonializzazione di Enel Green Power

Il 17 marzo 2010 Enel ha proceduto alla ripatrimonializzazione di Enel Green Power mediante rinuncia a una parte, pari a Euro 3,7 miliardi, del credito finanziario vantato dalla stessa Enel nei confronti di Enel Green Power, al fine di rafforzare la struttura patrimoniale di Enel Green Power.

Enel Green Power Strambino Solar Srl

In data 18 marzo, nell'ambito dello sviluppo di progetti fotovoltaici in Piemonte, Enel Green Power Spa e Finpiemonte Partecipazioni hanno costituito la società Enel Green Power Strambino Solar Srl partecipando al capitale sociale rispettivamente per il 60% e per il 40%; tale società è titolare del progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico "green field" di 3 MW circa all'interno di un'area industriale nel comune di Strambino (TO) di proprietà della SIT, società controllata da Finpiemonte Partecipazioni.

Acquisizione della partecipazione di controllo in ECyR

Il 22 marzo Enel Green Power, tramite la controllata Enel Green Power International bv, ha acquisito il 60% del capitale di ECyR (adesso Enel Green Power España) posseduto da Endesa Generacion, società del Gruppo Enel. L'acquisizione è stata realizzata attraverso le seguenti fasi: (i) l'acquisizione da parte di Enel Green Power International B.V. da Endesa Generación S.A. del 30% di Enel Green Power España per un corrispettivo pari a circa Euro 326 milioni; (ii) un aumento di capitale di Enel Green Power España riservato a Enel Green Power International B.V., sottoscritto mediante il conferimento della partecipazione pari al 50% detenuta da Enel Green Power nel capitale di EUFER e un versamento in contanti pari a circa Euro 534 milioni. L'acquisizione della partecipazione del 30% e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di Enel Green Power España sono stati effettuati sulla base di valori di mercato, che hanno formato oggetto di valutazione da parte di alcune banche di investimento indipendenti. L'operazione ha consentito a Enel Green Power International B.V. di detenere, a seguito dell'aumento di capitale, una quota complessiva pari al 60% del nuovo capitale sociale di Enel Green Power España

Sierra del Madero

Grazie all'acquisizione della partecipazione di controllo in ECyR, il Gruppo ha acquisito un ulteriore 10% della partecipazione relativa al parco eolico Sierra del Madero con una capacità eolica installata di 47 MW, insieme ad un ulteriore 50% della società Concentrasolar nel settore fotovoltaico con una capacità installata di 1 MW.

CIS INTERPORTO

Nell'ambito della realizzazione di impianti fotovoltaici in Italia, Enel Green Power ha stipulato un accordo con Centro Ingrosso Sviluppo Campania (CIS) e Interporto Campano per la costruzione, in Campania, di un impianto fotovoltaico da 25 MW; il più grande progetto integrato su tetti con tecnologia innovativa in Italia e tra i più grandi a livello mondiale. L'impianto, di proprietà di Enel Green Power, sorgerà nel Comune di Nola, in Provincia di Napoli, e sarà realizzato sulle coperture di immobili commerciali e logistici. Il costo complessivo dell'impianto ammonta a circa 75 milioni di euro.

Maggio

Shabla

Il 10 maggio è entrata in esercizio la nuova centrale eolica da 21 MW di Shabla, in Bulgaria, raddoppiando così la capacità eolica complessiva installata in Bulgaria da Enel Green Power e portandola a 42 MW.

Con sette pale eoliche da 3 MW ciascuna, il nuovo impianto è in grado di produrre annualmente circa 55 milioni di kWh riuscendo, in tal modo, a coprire il fabbisogno di 19.000 famiglie.

Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)

In data 10 maggio 2010 le società Italgest Wind Srl e la partecipata Anemos 1 Srl hanno modificato la propria denominazione sociale rispettivamente in Enel Green Power Puglia Srl ed Enel Green Power TSS Srl.

Si ricorda che in data 17 febbraio, nell'ambito dello sviluppo di progetti eolici in Puglia, Enel Green Power Spa ha acquisito da Italgest Energia Spa il 100% delle quote della società Enel Green Power Puglia (già Italgest Wind Srl), società titolare di quattro progetti eolici in Puglia, per un totale di 184,1 MW, di cui 22 MW già autorizzati.

Il corrispettivo per l'acquisto da parte di Enel del 100% delle quote è 6 milioni di Euro, più eventuali bonus legati all'avanzamento dell'iter di sviluppo/autorizzazione dei progetti dei 162 MW.

Enel Green Power Portoscuso Srl (già Portoscuso Energia Srl)

In data 10 maggio 2010 la società Portoscuso Energia Srl ha modificato la propria denominazione sociale in Enel Green Power Portoscuso Srl.

Giugno

Enel Green Power Romania

A giugno 2010 la società ha ottenuto dalle autorità locali il permesso per la costruzione di altri due parchi eolici: Salbatica 1, con una capacità eolica di 70 MW, e Corugea con una capacità eolica di altri 70MW. La costruzione del nuovo parco eolico avrà inizio il 1 agosto 2010.

Nello stesso mese di giugno Enel Green Power Romania ha firmato un accordo quadro, in fase di approvazione, con la Elcomex EOL, società in via di sviluppo con una capacità eolica installata di 272 MW.

Ambasciata green a Brasilia

Il 10 giugno è stato installato sul tetto dell'Ambasciata italiana a Brasilia un primo lotto dei 405 pannelli fotovoltaici che fanno parte del progetto "Ambasciata Verde" nel quadro delle iniziative varate dalla Farnesina in collaborazione con Enel Green Power e in coordinamento con le autorità brasiliane.

Entro la fine dell'anno si prevede che la capacità installata raggiunga i 50 kWh rendendo l'ambasciata stessa completamente autosufficiente dal punto di vista energetico.

Quotazione Enel Green Power

Il 18 giugno 2010 Enel Green Power 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.

Energia Eolica Srl

In data 22 giugno 2010 Enel Green Power ha acquistato da Eurowind Sa, società di nazionalità lussemburghese, il 51% del capitale sociale della società Energia Eolica Srl, titolare del progetto eolico attualmente in costruzione sito nel Comune di Trapani, in Contrada Coniglia, con una capacità di 20 MW.

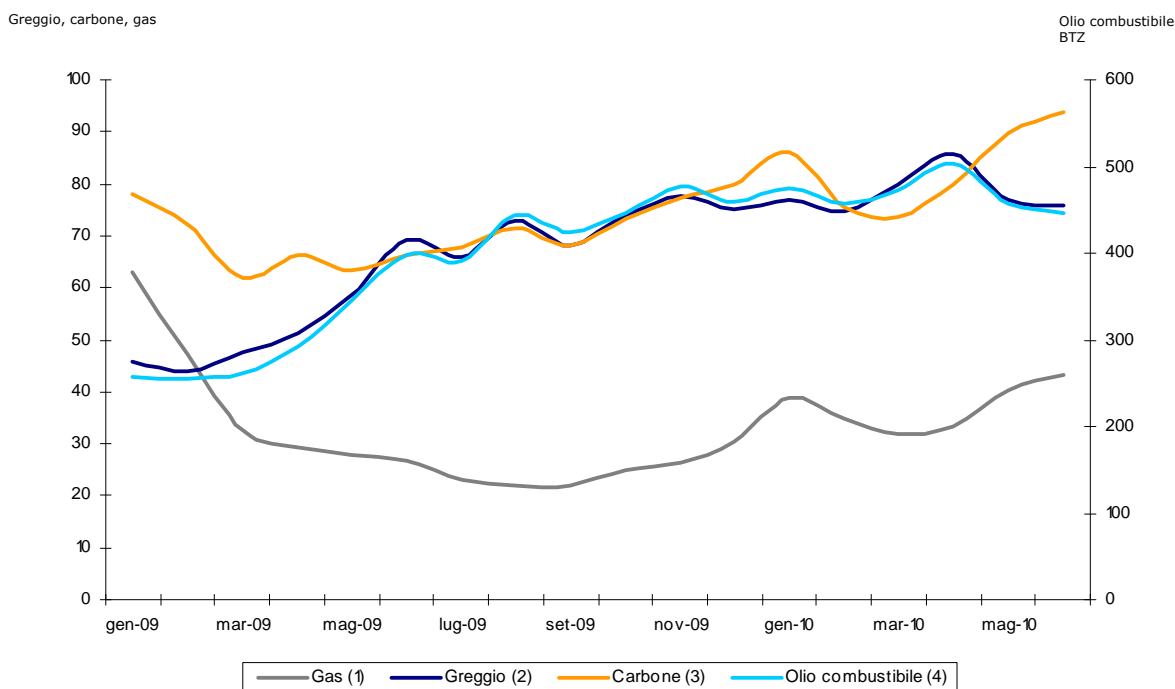
Il corrispettivo versato per tale acquisizione è stato pari a 1 milioni di euro.

Scenario di riferimento

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)



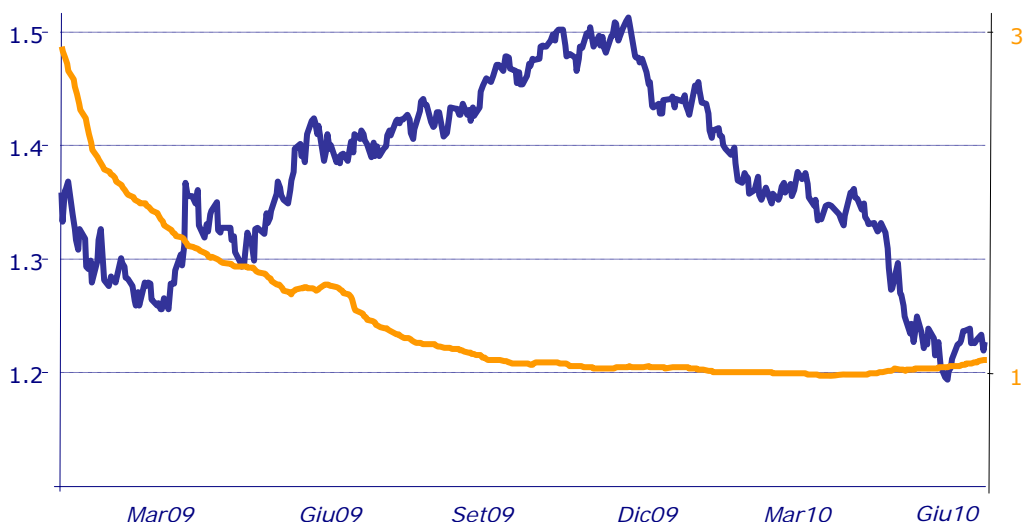
- (1) Indice Belgium Zeebrugge (GBpence/therm).
- (2) Indice Brent (dollari statunitensi/barile).
- (3) Indice API#2 (dollari statunitensi/T cif ara)
- (4) Indice Platt's CIF Med (dollari statunitensi/t).

Il mercato dei combustibili nei due periodi in esame ha evidenziato un generale trend di rialzo dei prezzi (ad 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 pence/therm a 37,0 pence/therm con un decremento dell'1,6%.

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

Cambio euro / dollaro

Euribor a sei mesi



I mercati monetari nel primo semestre 2010 e nel primo semestre 2009 hanno evidenziato degli 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 6 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.

Il mercato dell'energia

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

2° trimestre		Milioni di kWh			1° semestre			
2010	2009	Variazioni			2010	2009	Variazioni	
Produzione netta:								
49.294	46.430	2.864	6,2%	- termoelettrica	106.197	100.169	6.028	6,0%
14.960	17.370	(2.410)	-13,9%	- idroelettrica	24.934	28.862	(3.928)	-13,6%
3.242	2.565	677	26,4%	- geotermoelettrica e da altre fonti	7.028	5.636	1.392	24,7%
67.496	66.365	1.131	1,7%	Totale produzione netta	138.159	134.667	3.492	2,6%
11.224	11.335	(111)	-1,0%	Importazioni nette	22.915	23.905	(990)	-4,1%
78.720	77.700	1.020	1,3%	Energia immessa in rete	161.074	158.572	2.502	1,6%
(1.244)	(1.479)	235	15,9%	Consumi per pompaggi	(2.595)	(2.947)	352	11,9%
77.476	76.221	1.255	1,6%	Energia richiesta sulla rete	158.479	155.625	2.854	1,8%

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

L'*energia richiesta* in Italia risulta in aumento nel primo semestre 2010 dell'1,8% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2009, attestandosi a 158,5 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'85,5% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (84,6% nel primo semestre 2009) e per il restante 14,5% 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'1,6% (+1,3 TWh).

Le *importazioni nette* del primo semestre 2010 registrano un decremento di 1,0 TWh (-0,1 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 2,6% (+3,5 TWh), sostanzialmente da riferire all'incremento della produzione termoelettrica (+6,0 TWh) e a un incremento della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+1,4 TWh). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla riduzione della fonte idroelettrica (-3,9 TWh), quest'ultima dovuta alle migliori condizioni di idraulicità del precedente periodo. Analogo andamento si registra nella produzione netta nel secondo trimestre 2010, in aumento del 1,7% (+1,1 TWh).

Aspetti Normativi e Tariffari

Italia e Europa

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 è entrata in vigore il 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 Dichiarazione di Inizio Attività (DIA) per tutti gli impianti con capacità di generazione non superiore ad 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 ed utilizzo delle fonti rinnovabili;
- l'integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti di trasporto e distribuzione dell'energia anche attraverso il sostegno alle smart grids;
- 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.

Certificati verdi

Il 9 febbraio 2010 il Gestore dei Servizi Elettrici (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'AEEG con la delibera ARG/elt n. 10/09.

L'art. 2, comma 3, del decreto legge n.72 del 20 maggio 2010 "Misure urgenti per il differimento di termini in materia ambientale e di autotrasporto, nonché per l'assegnazione di quote di emissione di CO₂" 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. Il disegno di legge di conversione del decreto è stato approvato il 15 luglio 2010; si rimane in attesa della pubblicazione del testo sulla Gazzetta Ufficiale.

Il disegno di legge di conversione del decreto legge Manovra Finanziaria (sotto riportato), ora in fase di approvazione finale, prevede all'articolo 45 che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'importo complessivo derivante dal ritiro da parte del GSE dei certificati verdi in scadenza sia inferiore del 30 % rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010. Si rimanda ad un successivo decreto da emanarsi entro il 31 dicembre 2010 l'attuazione di tale disposizione.

Decreto Legislativo “Federalismo demaniale”

Il decreto legislativo n. 85 del 28 maggio 2010 “Attribuzione a comuni, province, città metropolitane e regioni di un loro patrimonio ai sensi dell’art. 19 della legge 5 maggio 2009, n. 42” prevede l’attribuzione alle regioni dei beni del demanio marittimo e del demanio idrico. Il decreto prevede inoltre l’attribuzione delle miniere (ove normativamente sembrerebbe ricadere la geotermia) alle Province.

Tutti i decreti attuativi della legge dovranno essere emanati entro 180 gg dalla entrata in vigore della legge stessa.

Piano di Azione Nazionale

Nell’ambito del pacchetto Clima Energia la direttiva 2009/28/CE, che definisce gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020 per gli stati membri, prevede che ogni Stato membro deve adottare e notificare alla Commissione Europea entro il 30/06/2010 un piano di azione nazionale per il raggiungimento del target. I piani devono stabilire gli obiettivi settoriali (elettricità, riscaldamento e raffrescamento, trasporti) di consumo di energia da fonti rinnovabili ed indicare le misure di sostegno adottate e da adottare per il conseguimento degli obiettivi, inclusi i regimi di incentivazione e le misure trasversali. Il Ministero dello sviluppo economico ha sottoposto ad un processo di consultazione, presso gli operatori, una bozza di Piano di azione nazionale l’11 giugno. In base alla bozza circolata l’Italia dovrà raggiungere una quota complessiva di REN sul consumo finale di elettricità del 28,97%, equivalente a una capacità installata di 45.885 MW e a una produzione lorda di 105.950 GWh.

Le proiezioni dei consumi finali lordi al 2020 considerano uno sforzo supplementare per l’efficienza energetica, che tra 10 anni dovrebbe contenere i consumi italiani a 131,2 Mtep. Enel ha presentato i commenti alla bozza di piano evidenziando aspetti critici e proponendo interventi al fine di stabilizzare e ottimizzare il quadro normativo di riferimento.

Il processo di consultazione presso gli operatori sarà finalizzato entro il mese di luglio.

Enel.si – Titoli efficienza energetica

Lo scorso 15 dicembre 2010 Enel.si ha presentato ricorso dinanzi al TAR Lombardia nei confronti delle decisioni AEEG del 16 ottobre 2009 con le quali erano state respinte due richieste relative ai progetti di efficienza energetica presentati da EnelSi (R018 e R023).

La prima udienza dinanzi al TAR Lombardia si è svolta lo scorso 15 aprile 2010 e la prossima udienza per la discussione del merito del ricorso è fissata per il 21 ottobre 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’articolo 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 delibera ARG/elt n. 5/10, l'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) a 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.

Implementazione della Direttiva 2009/28/CE

La Direttiva 2009/28/CE richiede ad 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.

Grecia

Normativa di supporto a 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 ad 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 implementerà 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 ed 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 ad 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 10 anni per la capacità rinnovabile prevista in detto schema regionale). 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; viene introdotta una soglia minima di 5 turbine per impianto (fatta eccezione per impianti sotto i 30 metri e con capacità inferiore a 250 kW) ed una richiesta di distanza minima degli impianti dalle zone abitate di 500 m 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.

Romania

Legge di supporto a 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'implementazione 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 implementato. Le principali modifiche rispetto alla precedente legge sono:

- incremento 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 CV 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 prenotazione alla Commissione Europea della legge n. 220/2008, la DG Competition della CE ha suggerito di procedere con una notifica formale. L'avvio della notifica formale sarà gestito dal Ministero dell'Economia rumeno ed 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 ad un processo di consultazione tra gli operatori e sarà consegnato alla Commissione Europea a breve.

Iberia e America Latina

Spagna

Remunerazione impianti fotovoltaici

In applicazione del Regio Decreto n. 1578/08, il 16 febbraio 2010 il Ministero 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 ed 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.

Messico

Provvedimenti normativi di supporto a energie rinnovabili

Nel mese di marzo 2010 il regolatore CRE ha approvato il "Contrato de Interconexion para Centrales de generacion de energia electrica con energias renovables o con generacion 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.

Nord America

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*, cd. Kerry-Boxer bill), un progetto di legge analogo (ma con maggiori restrizioni sul mercato delle quote di emissione) è stato introdotto in dicembre (cd. 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 ad 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 a 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 Enel Green Power 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.

Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato 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 i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

Ricavi totali, incluso l'effetto della gestione rischio commodity: determinati quali sommatoria dei Ricavi e dei Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando all'“Utile 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 verso altri istituti”, “Titoli diversi a fair value through profit or loss per designazione” e altre partite minori, inclusi nella voce “Attività finanziarie non correnti”;
- > 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 minori, inclusi nella voce “Attività finanziarie correnti”;
- > delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”;
- > dei “Finanziamenti a breve termine”, delle “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine” e da talune poste incluse nelle “Passività finanziarie correnti”.

Attività nette destinate alla vendita: definito come somma algebrica delle “Attività destinate alla vendita” e delle “Passività destinate alla 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 destinate alla vendita”.

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai “Finanziamenti a lungo termine”, dalle quote correnti a essi riferiti, dai “Finanziamenti a breve termine”, da talune partite incluse nella voce “Passività finanziarie correnti”, 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.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Le principali operazioni di acquisizione avvenute nel corso del primo semestre 2010 sono dettagliate nel seguito.

Aggregazioni aziendali sotto comune controllo

In data 22 marzo 2010 Enel Green Power, tramite la controllata Enel Green Power International bv, ha acquisito il controllo di Endesa Cogeneracion y Renovables (adesso Enel Green Power España). L'acquisizione è stata realizzata attraverso le seguenti fasi: (i) l'acquisizione da parte di Enel Green Power International B.V. da Endesa Generación S.A. del 30% di ECyR per un corrispettivo pari a circa Euro 326 milioni; (ii) un aumento di capitale di ECyR riservato a Enel Green Power International B.V., sottoscritto mediante il conferimento della partecipazione pari al 50% detenuta da Enel Green Power nel capitale di EUFER e un versamento in contanti pari a circa Euro 534 milioni. L'acquisizione della partecipazione del 30% e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di ECyR sono stati effettuati sulla base di valori di mercato, che hanno formato oggetto di valutazione da parte di alcune banche di investimento indipendenti. L'operazione ha consentito a Enel Green Power International B.V. di detenere, a seguito dell'aumento di capitale, una quota complessiva pari al 60% del nuovo capitale sociale di Enel Green Power España.

Acquisizioni da terzi

In data 21 Gennaio 2010 Enel Green Power ha acquistato, tramite la propria controllata Enel North America Inc., il 100% del capitale sociale di Padoma Wind Power LLC, società operante nel settore eolico, per un corrispettivo complessivo pari a 35 milioni di euro.

Nel periodo Enel Green Power ha inoltre finalizzato alcune acquisizioni minori in Italia.

Risultati economici del Gruppo

Si riporta di seguito il conto economico riclassificato del primo semestre 2010 che tiene conto della variazione del perimetro di consolidamento conseguente all'acquisizione di Endesa Cogeneracion y Renovables (adesso Enel Green Power España) a far data dal 22 marzo 2010, confrontato con i dati storici del primo semestre 2009-

Milioni di euro			
	2010	2009 unaudited	Variazione
Totale ricavi, incluso effetto gestione rischio commodity	1.039	940	99
Totale costi	388	289	99
MARGINE OPERATIVO LORDO	651	651	0
Ammortamenti e perdite di valore	236	201	35
UTILE OPERATIVO	415	450	(35)
Proventi finanziari	20	11	9
(Oneri finanziari)	71	91	(20)
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI	(51)	(80)	29
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3	2	1
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	367	372	(5)
Imposte	104	133	(29)
UTILE DEL PERIODO	263	239	24
-Quota di pertinenza di Gruppo	253	223	30
-Quota di pertinenza di Terzi	10	16	(6)

Ricavi

Milioni di euro			
	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Ricavi connessi alla vendita dell'energia	751	727	24
Ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi	105	82	23
Altri ricavi e proventi	120	84	36
Totale	976	893	83
Proventi da gestione rischio commodity	63	47	16
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio commodity	1.039	940	99

I "Ricavi totali, incluso l'effetto della gestione del rischio commodity", sono pari a 1.039 milioni di euro al 30 giugno 2010 e a 940 milioni di euro al 30 giugno 2009;

l'incremento, pari a 99 milioni di euro, deriva per 53 milioni di euro dal consolidamento di ECyR. Al netto di tale fenomeno, i ricavi sono stati pari a 986 milioni di euro, in crescita di 46 milioni di euro (+5%) rispetto al primo semestre 2009. Tale variazione riflette diversi fenomeni, quali principalmente l'incremento della produzione di energia e delle vendite di materiale fotovoltaico, effetti in parte compensati dalla riduzione in Italia e dei prezzi in Spagna.

Costi

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Energia e materiali	122	57	65
Costo del personale	89	77	12
Servizi e altri costi operativi	177	155	22
Totale	388	289	99

I "Costi" sono pari a 388 milioni di euro al 30 giugno 2010 e a 289 milioni di euro al 30 giugno 2009; l'incremento, pari a 99 milioni di euro, deriva per 26 milioni di euro dal consolidamento di ECyR. Al netto di tale fenomeno, i costi sono stati pari a 362 milioni di euro, in crescita di 73 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009, per effetto principalmente dei maggiori acquisti di materiale fotovoltaico, combustibile ed energia, nonché per l'incremento del costo del personale (per effetto della maggiore consistenza media).

Margine operativo lordo

Il "Margine operativo lordo" è pari a 651 milioni di euro, in linea con quello del primo semestre 2009. Al netto del contributo di ECyR, pari a 27 milioni di euro, il Margine operativo lordo risulta pari a 624 milioni di euro, in riduzione di 27 milioni di euro (-4%) rispetto al primo semestre 2009. Tale flessione riflette diversi fenomeni, quali principalmente la riduzione dei prezzi sul mercato in Italia e in Iberia e la minore produzione dell'impianto idroelettrico di Panama derivante dall'effetto Niño, l'acquisizione di Padoma Wind Power, società specializzata nello sviluppo di impianti eolici, effetti in parte compensati dall'incremento della produzione in Nord America e in Europa.

Utile operativo

L'"Utile operativo" del primo semestre 2010 è pari a 415 milioni di euro, in riduzione di 35 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, per effetto di un pari incremento degli ammortamenti e perdite di valore, attribuibile per 23 milioni di euro ad ECyR.

Utile netto del periodo

L'"Utile netto" del Gruppo è stato pari a 253 milioni di euro con un incremento di 30 milioni di euro (+13%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è stato determinato dai minori oneri finanziari sostenuti a seguito della ripatrimonializzazione del debito di 3.700 milioni di euro effettuata da Enel Spa in data 17 marzo 2010 e dalle minori imposte in Italia per effetto dei benefici derivanti dall'applicazione delle agevolazioni fiscali previste nel D.L. 78/2009 (Tremonti Ter)

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Si riporta di seguito lo stato patrimoniale riclassificato al 30 giugno 2010 che tiene conto della variazione del perimetro di consolidamento conseguente all'acquisizione di Endesa Cogeneracion y Renovables a far data dal 22 marzo 2010, confrontato con i dati al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
Immobili, impianti e macchinari	8.465	7.200	1.265
Attività immateriali	892	259	633
Avviamento	960	532	428
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	417	261	156
Attività/(passività) finanziarie non correnti nette	(32)	(4)	(28)
Altre attività/(passività) non correnti nette	(46)	(29)	(17)
Totale	10.656	8.219	2.437
Capitale circolante netto:			
Rimanenze	36	31	5
Crediti commerciali	456	512	(56)
Crediti/(debiti) tributari netti	(20)	(189)	169
Attività/(passività) finanziarie correnti nette	(3)	(10)	7
Debiti commerciali	(596)	(454)	(142)
Altre attività/(passività) correnti nette	74	(12)	86
Totale	(53)	(122)	69
Capitale investito lordo	10.603	8.097	2.506
Fondi diversi:			
TFR e altri benefici ai dipendenti	47	46	1
Fondi rischi e oneri futuri	114	81	33
Imposte differite nette	245	61	184
Totale	406	188	218
Attività nette possedute per la vendita	22	0	22
Capitale investito netto	10.219	7.909	2.310
Patrimonio netto complessivo	7.224	2.564	4.660
Indebitamento finanziario netto			
Enel Green Power	2.995	5.345	(2.350)

Il "Capitale investito netto" del Gruppo, pari a 10.219 milioni di euro, è rappresentato prevalentemente dalle "Attività immobilizzate nette", pari a 10.656 milioni di euro, e dai Fondi diversi, pari a 406 milioni di euro.

Gli *"Immobili, impianti e macchinari"*, pari a 8.465 milioni di euro, presentano un incremento di 1.265 milioni di euro dovuto principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento (pari a 933 milioni di euro), agli investimenti (pari a 339 milioni di euro), agli ammortamenti (pari a 218 milioni di euro) e all'effetto cambi.

Le *"Attività immateriali"*, pari a 892 milioni di euro, presentano un incremento di 633 milioni di euro attribuibile per 564 milioni di euro alla variazione del perimetro di consolidamento.

L'*"Avviamento"*, pari a 960 milioni di euro, presenta un incremento di 428 milioni di euro dovuto prevalentemente all'acquisizione di ECyR e all'effetto cambi.

Le *"Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto"*, pari a 417 milioni di euro, evidenziano un incremento di 156 milioni di euro dovuto principalmente alle partecipate di Ecyr.

Il *"Capitale circolante netto"* risulta negativo per 53 milioni di euro al 30 giugno 2010 e per 122 milioni di euro al 31 dicembre 2009; le principali variazioni sono dovute a:

- crediti/(debiti) commerciali netti (negativi per 140 milioni di euro al 30 giugno 2010 e positivi per 58 milioni di euro al 31 dicembre 2009) che si riducono di 198 milioni di euro;
- crediti/(debiti) tributari netti (negativi per 20 milioni di euro al 30 giugno 2010 e negativi per 189 milioni di euro al 31 dicembre 2009) che si incrementano di 169 milioni di euro a seguito principalmente del pagamento del saldo delle imposte dovute per il primo semestre 2010;
- altre attività/(passività) correnti nette (positive per 74 milioni di euro al 30 giugno 2010 e negative per 12 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I *"Fondi diversi"* evidenziano un incremento complessivo di 218 milioni di euro, dovuto principalmente all'incremento delle imposte differite per effetto della variazione del perimetro di consolidamento.

Il *"Capitale investito netto"* al 30 giugno 2010 è pari a 10.219 milioni di euro (7.909 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 7.224 milioni di euro (2.564 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e dall'indebitamento finanziario netto per 2.995 milioni di euro (5.345 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Quest'ultimo, al 30 giugno 2010, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,4 (2,08 al 31 dicembre 2009).

Le *"Attività nette possedute per la vendita"*, pari a 22 milioni di euro al 30 giugno 2010, includono per 70 milioni di euro le attività e per 48 milioni di euro le passività, della partecipata Enel Green Power Bulgaria che, in ragione delle decisioni del *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività e passività possedute per la vendita.

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto Enel Green Power

La composizione dell'*Indebitamento finanziario netto Enel Green Power* è esposta nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
Finanziamenti bancari	876	724	152
Obbligazioni	47	47	0
Debiti verso altri finanziatori	291	260	31
Debiti verso parti correlate	117	100	17
Indebitamento a lungo termine	1.331	1.131	200
Crediti finanziari a lungo termine	(98)	(17)	(81)
Indebitamento netto a lungo termine	1.233	1.114	119
Indebitamento a breve termine:			0
Quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	101	82	19
Utilizzi di linee di credito revolving	27	7	20
Altri finanziamenti a breve verso banche	72	70	2
Indebitamento bancario a breve termine	200	159	41
Quota obbligazioni (quota a breve)	16	13	3
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	27	20	7
Commercial Paper	13	0	13
Debiti verso correlate - quota a breve	1	0	1
Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate	2.041	4.336	(2.295)
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	2.098	4.369	(2.271)
Altri crediti finanziari a breve termine e verso parti correlate	(243)	(85)	(158)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(293)	(212)	(81)
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(536)	(297)	(239)
Indebitamento netto a breve termine	1.762	4.231	(2.469)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO			
ENEL GREEN POWER	2.995	5.345	(2.350)
			0
Passività finanziarie destinate alla vendita	47	0	47

L'Indebitamento finanziario netto evidenzia una riduzione di 2.350 milioni di euro dovuta principalmente alla ripatrimonializzazione effettuata da Enel SpA in data 17 marzo 2010 tramite rinuncia ad una parte del credito finanziario vantato dalla stessa Enel nei confronti di Enel Green Power, per una quota pari a 3,7 miliardi di euro. L'acquisizione di ECyR ha invece determinato un incremento dell'indebitamento finanziario complessivo di circa 1,2 miliardi di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro	primi sei mesi	
	2010	2009 unaudited
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 1° gennaio	144	163
Flusso di cassa generato da attività operativa	261	319
Flusso di cassa assorbito da attività di investimento	(1.242)	(292)
Flusso di cassa generato da attività di finanziamento	1.037	(65)
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	0
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 30 giugno	211	125

Il *flusso di cassa generato da attività operativa* ha generato liquidità per 261 milioni di euro per effetto principalmente del pagamento delle imposte (297 milioni di euro) e degli oneri finanziari netti (36 milioni di euro).

L'*attività di investimento* ha assorbito liquidità per 1.242 milioni di euro principalmente per investimenti in immobili, impianti e macchinari, pari a 336 milioni di euro, e in acquisizioni societarie per 808 milioni di euro.

L'effetto combinato dei vari flussi finanziari e dell'effetto di variazione dei cambi, positivo per 11 milioni di euro, ha determinato un incremento delle disponibilità liquide iniziali di 67 milioni di euro.

Risultati per area geografica

I risultati evidenziati nel presente Bilancio consolidato riflettono la struttura presa a riferimento dal management del Gruppo per valutare le performance.

Si evidenzia che in data 8 marzo 2010, il Gruppo Enel Green Power si è dotato di una nuova struttura organizzativa che prevede, tra l'altro, la riorganizzazione delle aree geografiche in:

- Italia ed Europa;
- Iberia e America Latina;
- Stati Uniti.

E' inoltre presente una struttura dedicata ad Enel.si, con responsabilità autonome rispetto all'Area Italia ed Europa.

Risultati per area geografica del primo semestre 2010

Milioni di euro

	Italia e Europa	Enel.si	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	575	82	243	76	0	976
Ricavi intersettoriali	5	0	0	0	(5)	0
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	54	0	0	9	0	63
Margine operativo lordo	469	1	132	49	0	651
Ammortamenti e perdite di valore	155	0	56	25	0	236
Utile operativo	314	1	76	24	0	415
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(48)
Imposte						104
Utile del periodo						263
Attività operative	5.703	71	3.363	1.003	(71)	10.069
Passività operative	477	95	339	63	(71)	903
Investimenti (al lordo contributi)	229	0	82	28	0	339

Risultati per area geografica del primo semestre 2009 unaudited

Milioni di euro

	Italia e Europa	Enel.si	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	599	39	182	73	0	893
Ricavi intersettoriali	0	0	0	0	0	0
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	47	0	0	0	0	47
Margine operativo lordo	488	(10)	125	48	0	651
Ammortamenti e perdite di valore	154	0	25	22	0	201
Utile operativo	334	(10)	100	26	0	450
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(78)
Imposte						133
Utile del periodo						239
Attività operative (*)	5.619	125	1.574	857	(20)	8.155
Passività operative (*)	465	79	145	47	(20)	716
Investimenti (al lordo contributi)	139	0	123	18	0	280

(*) al 31 dicembre 2009

La seguente tabella rappresenta la riconciliazione tra attività e passività per aree geografiche e quelle esposte nello schema di stato patrimoniale consolidato:

Milioni di euro

	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Totale attività	12.480	9.494	2.986
- avviamento	960	532	428
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	417	261	156
- attività finanziarie non correnti	121	35	86
- attività finanziarie correnti	355	228	127
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	211	144	67
- attività per imposte anticipate	169	121	48
- crediti tributari	108	18	90
- attività destinate alla vendita	70	0	70
Attività operativa	10.069	8.155	1.914
Totale passività	5.256	6.930	(1.674)
- finanziamenti*	3.629	5.659	(2.030)
- passività finanziarie non correnti	54	22	32
- passività finanziarie correnti	33	85	(52)
- TFR ed altri benefici ai dipendenti	47	59	(12)
- passività per imposte differite	414	182	232
- debiti per imposte sul reddito	128	207	(79)
- passività destinate alla vendita	48	0	48
Passività operativa	903	716	187

* Finanziamenti a lungo termine
 Finanziamenti a breve termine
 Quote corrente dei finanziamenti a lungo termine

Italia e Europa

In Italia e in Europa Enel Green Power opera:

- o in Italia con 2.653 MW di capacità installata netta;
- o in Grecia con 133 MW di capacità installata netta eolica e idroelettrica (Enel Green Power Hellas);
- o in Francia con 68 MW di capacità installata netta eolica (Enel Green Power France);

E' inoltre presente con importanti progetti di sviluppo nel settore eolico e solare in Italia (Enel Green Power Portoscuso – già Portoscuso Energia, Enel Green Power Calabria, Maicor Wind, Enel Green Power Puglia - già Italgest Wind, Enel Green Power Strambino Solar, Altomonte FV, EnerLive, Enel Green Power TSS - già Anemos 1 ed Energia Eolica), in Romania (Enel Green Power Romania) ed in Grecia (Enel Green Power Hellas).

Milioni di KW	primi sei mesi		
	2010	2009	Variazione
Idroelettrica	1.519	1.520	(1)
Geotermica	695	665	30
Eolica e Solare	641	503	138
Totale(*)	2.855	2.688	167

* al netto di Enel Green Power Bulgaria

In particolare in Italia Enel Green Power dispone di:

- 52 impianti idroelettrici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni;
- 17 impianti geotermici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.Lgs. 79/99 e successive modifiche ed integrazioni. Enel Green Power dispone inoltre di 2 impianti che beneficiano dell'incentivazione CIP/6, con scadenza nel corso del 2010;
- 31 impianti eolici in esercizio tutti qualificati "IAFR" dal GSE e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.lgs 79/99".

Dati operativi

Produzione netta di energia

L'energia immessa in rete nel primo semestre 2010 è pari a 6,6 TWh ed è così suddivisa per fonti:

Milioni di KWh	primi sei mesi		
	2010	2009	Variazione
Idroelettrica	3.530	3.629	(99)
Geotermica	2.512	2.477	35
Eolica e Solare	565	347	218
Totale*	6.607	6.453	154

* al netto di Enel Green Power Bulgaria

La produzione è effettuata principalmente in Italia con 6.395 GWh (6.337 GWh nel primo semestre del 2009) e in Grecia con 142 GWh (116 GWh nel primo semestre del 2009).

La produzione di energia elettrica è aumentata di 154 GWh a fronte sostanzialmente della maggiore produzione da fonte eolica e solare (218 GWh) e geotermica (35 GWh), in parte compensata dalla minore produzione idroelettrica (99 GWh), a seguito sostanzialmente della migliore idraulicità del primo semestre 2009; si evidenzia che rispetto al primo semestre 2009 rientra nell'Area Italia e Europa la società di produzione di energia eolica Enel Green Power France (già Erelis Sas), acquisita nel mese di ottobre 2009.

La variazione della produzione geotermica rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, in aumento di 35 GWh, deriva dalla fermata prolungata dell'impianto di Serrazzano e dall'incendio alla torre refrigerante dell'impianto di Piancastagnaio 5, eventi avvenuti nel primo semestre 2009 in Italia.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

(I dati includono Enel Green Power Bulgaria)

Milioni di euro	primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Totale ricavi, incluso effetto gestione rischio commodity	634	646	(12)
Margine operativo lordo	469	488	(19)
Ammortamenti e perdite di valore	155	154	1
Utile operativo	314	334	(20)
Attività operative	5.703	5.619 ^(*)	84
Passività operative	477	465 ^(*)	12
Dipendenti a fine esercizio (n.)	1.773	1.752 ^(*)	21
Investimenti (al lordo contributi)	229	139	90

(*) al 31 dicembre 2009

Ricavi

I ricavi, pari complessivamente a 634 milioni di euro (646 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009), si riducono di 12 milioni di euro principalmente per i seguenti fenomeni:

- riduzione dei ricavi connessi alla produzione di energia di 11 milioni di euro;
- riduzione degli altri ricavi di 9 milioni di euro;
- aumento dei proventi netti da gestione rischio commodity di 8 milioni di euro.

I ricavi si riferiscono all'Italia per 606 milioni di euro, pari al 96% dei ricavi complessivi (636 milioni di euro nel primo semestre 2009) e all'Europa per 28 milioni di euro (10 milioni di euro nel primo semestre 2009).

In particolare, con riferimento all'Italia i ricavi si riferiscono per 434 milioni di euro (488 milioni di euro nello stesso periodo del 2009) alla vendita di 6,4 TWh di energia prodotta nel periodo (6,3 TWh nello stesso periodo del 2009), per 103 milioni di euro ai Certificati verdi (79 milioni di euro nello stesso periodo del 2009), per 5 milioni di euro ad altri ricavi connessi alla vendita (4 milioni di euro nello stesso periodo del 2009), per 9 milioni di euro (18 milioni di euro nello stesso periodo del 2009) ad altri ricavi e per 55 milioni di euro (47 milioni di euro nello stesso periodo del 2009) ai proventi netti da gestione rischio commodity.

La riduzione dei ricavi connessi alla vendita di energia, pur in presenza di un incremento dell'energia complessivamente venduta (0,1 TWh), risente principalmente della flessione dei prezzi sul mercato italiano.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo si è attestato a 469 milioni di euro e si riduce di 19 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009 (488 milioni di euro) a fronte della citata riduzione dei ricavi (12 milioni di euro, di cui 8 milioni di euro derivanti da maggiori proventi da gestione rischio commodity) e dell'incremento dei costi operativi (7 milioni di euro).

Utile operativo

L'utile operativo del primo semestre 2010, pari a 314 milioni di euro, si riduce di 20 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2009 (334 milioni di euro) per effetto sostanzialmente del citato decremento del margine operativo lordo; gli ammortamenti, infatti, sono sostanzialmente in linea con quelli rilevati nello stesso periodo dell'esercizio precedente.

Investimenti

Gli investimenti ammontano a 229 milioni di euro (139 milioni di euro nel primo semestre 2009) e si riferiscono per 211 milioni di euro all'Italia (112 milioni di euro nel primo semestre 2009) e per 18 milioni di euro all'Europa (27 milioni di euro nel primo semestre 2009).

In particolare, con riferimento all'Italia gli investimenti si riferiscono per 112 milioni ad impianti eolici (32 milioni di euro nel primo semestre 2009), per 18 milioni di euro ad impianti fotovoltaici, per 54 milioni di euro ad impianti geotermici (52 milioni di euro nel primo semestre 2009), per 24 milioni di euro ad impianti idroelettrici (23 milioni di euro nel primo semestre 2009) e per 3 milioni di euro ad altri investimenti (5 milioni di euro nel primo semestre 2009).

Con riferimento all'Europa gli investimenti si riferiscono sostanzialmente allo sviluppo nel settore eolico.

Enel.si S.r.l.

Enel.si S.r.l. è la società che gestisce le attività connesse allo sviluppo del mercato fotovoltaico e dell'efficientamento energetico.

Nel corso del primo semestre 2010 è continuata la fase di riposizionamento e focalizzazione della rete retail confermandosi quale primo franchi sor di impiantistica in Italia con 548 punti di vendita al 30 giugno 2010 in aumento di 31 rispetto al 31 dicembre 2009 (517 punti vendita) e di 86 rispetto al 30 giugno 2009 (462 punti vendita).

Con riferimento al fotovoltaico, nel corso nel primo semestre 2010 sono stati consegnati e venduti agli affiliati 46,1 MWp di moduli fotovoltaici con un incremento 35,8 MWp rispetto allo stesso periodo del 2009 (10,3 MWp al 30 giugno 2009) e parallelamente sono state fornite le altre componenti degli impianti fotovoltaici (inverter, strutture di supporto, ecc.).

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Totale ricavi, incluso effetto gestione rischio commodity	82	39	43
Margine operativo lordo	1	(10)	11
Ammortamenti e perdite di valore	0	0	0
Utile operativo	1	(10)	11
Attività operative	71	125 ^(*)	(54)
Passività operative	95	79 ^(*)	16
Dipendenti a fine periodo (n.)	90	88 ^(*)	2

(*) al 31 dicembre 2009

Ricavi

I ricavi, pari a 82 milioni di euro, presentano un incremento di 43 milioni di euro rispetto allo stesso semestre dell'esercizio precedente (39 milioni di euro) per effetto sostanzialmente dei seguenti fenomeni:

- le maggiori vendite dell'area Retail, in aumento di 46 milioni di euro principalmente per materiale fotovoltaico, pannelli ed inverter; in particolare, relativamente ai moduli fotovoltaici si evidenzia che sono stati consegnati 46,1 MWp nel primo semestre 2010 (10,3 Mwp nel primo semestre 2009) e tale incremento è correlato alla crescita generale del mercato Fotovoltaico ed all'opportunità di accedere all'attuale sistema di incentivi (Conto Energia), effetti in parte compensati dalla riduzione dei prezzi dei moduli fotovoltaici;
- i minori ricavi relativi all'Attività Commesse dirette, in diminuzione di 4 milioni di euro, per effetto principalmente del completamento di alcune commesse.

Risultato operativo

Il risultato operativo, positivo per 1 milione di euro evidenzia un miglioramento di 11 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009 (negativo per 10 milioni di euro) per effetto dei seguenti fenomeni:

- maggiori costi per materie prime e materiali di consumo per 39 milioni di euro, principalmente per l'acquisto di pannelli fotovoltaici in linea con le maggiori vendite effettuate nel semestre;
- minori costi per servizi per 6 milioni di euro, di cui verso terzi (4 milioni di euro) e verso altre società del gruppo (2 milioni di euro);
- minori costi del personale per 2 milioni di euro a seguito principalmente del trasferimento di 38 risorse afferenti il ramo di Ingegneria di Enel. Si ad Enel Green Power nel corso del secondo semestre del 2009; pertanto, le risorse del primo semestre 2010 sono pari a 90 unità (126 unità nel primo semestre 2009).

Iberia e America Latina

Enel Green Power è presente in Iberia in Spagna e Portogallo e in America Latina a Panama, Messico, Costa Rica, Guatemala, Chile e Brasile e con progetti di sviluppo in Nicaragua e El Salvador con una capacità installata netta complessiva di 2.076 MW suddivisi in 1.270 MW di impianti eolici, 701 MW di impianti idroelettrici, 69 MW di impianti di cogenerazione, 23 MW di impianti biomassa e 13 MW di impianti fotovoltaici.

Dati operativi

Produzione netta di energia

La produzione netta di energia è così composta:

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009	Variazione
Idroelettrica	1.701	1.779	(78)
Eolica	969	381	588
Cogenerazione	107	72	35
Biomassa	25	0	25
Solare	10	0	10
Totale	2.812	2.232	580

L'incremento della produzione eolica deriva principalmente dalla variazione del perimetro di consolidamento di Ecyf, che bilancia l'importante riduzione di energia idroelettrica prodotta a Panama.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Totale ricavi, incluso effetto gestione rischio commodity	243	182	61
Margine operativo lordo	132	125	7
Ammortamenti e perdite di valore	56	25	31
Utile operativo	76	100	(24)
Attività operative	3.363	1.574 ^(*)	1.789
Passività operative	339	145 ^(*)	194
Dipendenti a fine periodo (n.)	739	565 ^(*)	174
Investimenti (al lordo contributi)	82	123	(41)

(*) al 31 dicembre 2009

Ricavi

I ricavi si incrementano di 61 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente principalmente per la variazione del perimetro di consolidamento. Ecyf infatti, registra ricavi pari a 53 milioni di euro, principalmente derivanti dalla vendita di energia

incentivata per 29 milioni di euro e dalla vendita di energia al mercato per 21 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo si attesta a 132 milioni di euro, con una crescita di 7 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2009, grazie all'impatto positivo della variazione di perimetro pari a 30 milioni di euro compensato dalla riduzione dei prezzi sul mercato spagnolo, dall'incremento dei costi di acquisto di energia e dalla minore produzione dell'impianto idroelettrico di Panama a causa del fenomeno atmosferico de El Niño.

Utile operativo

L'Utile operativo del 2010 è pari a 76 milioni di euro, tenuto conto di 56 milioni di euro di ammortamenti derivanti principalmente dalla variazione del perimetro di consolidamento.

Investimenti

Gli Investimenti, pari a 82 milioni di euro, si riferiscono principalmente per 34 milioni di euro ad investimenti sugli impianti eolici spagnoli di Barrancos, El Puntal, Cogollos, Serra das Penas, Gevancas e Sealve (per 27 milioni di euro) e di Padul, Pena del Gato, Codesas II, Valdelin, Valdelcasa e Valdesamario (per 7 milioni di euro), per 28 milioni di euro ad investimenti nel progetto Palo Viejo in Guatemala e per 14 milioni di euro agli investimenti in progetti geotermici in Chile.

Nord America

Nel Nord America Enel Green Power è presente tramite il Gruppo Enel North America Inc. principalmente negli Stati Uniti con impianti idroelettrici (314 MW di potenza installata) ed eolici (379 MW di potenza installata), un parco geotermico in Nevada (47 MW di potenza installata), nonché con un impianto a biomassa (21 MW di potenza installata) e uno eolico (27 MW di potenza installata) in Canada per una potenza installata complessiva di 788 MW.

In data 11 Gennaio 2010 Enel North America Inc. ha acquistato il 100% del capitale sociale di Padoma Wind Power LLC, società operante nello sviluppo del settore eolico, per un corrispettivo complessivo pari a 35 milioni di euro.

Dati operativi

Produzione netta di energia

La produzione netta risulta essere così composta:

Milioni di kWh	primi sei mesi		
	2010	2009	Variazione
Idroelettrica	542	550	(8)
Geotermica	133	48	85
Eolica	620	543	77
Biomassa	89	82	7
Totale produzione netta	1.384	1.223	161

L'incremento della produzione geotermica deriva dall'entrata in esercizio degli impianti di Stillwater New e Saltwells nel secondo semestre 2009, mentre la maggiore produzione eolica riflette principalmente gli impianti eolici di Smoky Hill I e Snyder, che avevano incontrato dei guasti nel 2009.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Totale ricavi, incluso effetto gestione rischio commodity	85	73	12
Margine operativo lordo	49	48	1
Ammortamenti e perdite di valore	25	22	3
Utile operativo	24	26	(2)
Attività operative	1.003	857 ^(*)	146
Passività operative	63	47 ^(*)	16
Dipendenti a fine periodo (n.)	305	280 ^(*)	25
Investimenti (al lordo contributi)	28	18	10

(*) al 31 dicembre 2009

Ricavi

I Ricavi totali al 30 giugno 2010 sono pari ad 85 milioni di euro, con un incremento di 12 milioni di euro (+16%) rispetto al primo semestre 2009, grazie alla maggiore produzione per effetto della migliore disponibilità degli impianti eolici.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo al 30 giugno 2010 è sostanzialmente in linea con lo stesso periodo dell'esercizio precedente. L'incremento dei ricavi è stato infatti compensato dai maggiori costi connessi al citato potenziamento delle attività di sviluppo operato attraverso l'acquisizione della società Padoma.

Utile operativo

L'Utile operativo al 30 giugno 2010 è pari a 24 milioni di euro, con una riduzione di 2 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente per effetto dei maggiori ammortamenti del periodo.

Investimenti

Gli Investimenti al lordo dei contributi al 30 giugno 2010 si attestano a 28 milioni di euro e si riferiscono principalmente agli impianti di Castle Rock Ridge e Fort Cove.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il 2010 rappresenterà un anno fondamentale nel consolidamento del posizionamento della società Enel Green Power S.p.A. nel settore delle energie rinnovabili mondiali.

In tale ambito il principale obiettivo sarà la valorizzazione sul mercato, da parte dell'azionista unico Enel S.p.A., di una quota minoritaria della società al fine di raccogliere risorse per alimentare lo sviluppo nel settore delle energie rinnovabili e di contribuire alla riduzione dell'indebitamento complessivo del Gruppo Enel.

La società concentrerà i programmi di investimento principalmente nel settore eolico e solare e proseguirà i piani avviati di crescita organica nella tecnologia idroelettrica e geotermica, facendo leva sui vantaggi economici perseguibili attraverso le economie di scala, principalmente nell'ambito del procurement.

Nell'ambito della diversificazione geografica, l'attenzione della società sarà rivolta alla razionalizzazione dell'attuale portafoglio estero focalizzandosi nei mercati "core" quali Italia, USA, Spagna, Grecia e Romania mentre saranno opportunamente valutate e selezionate eventuali nuove opportunità in paesi che presentano scenari regolamentari favorevoli così come esigenze di dismissione in paesi non strategici.

La società porterà a termine l'integrazione organizzativa della neo acquisita società spagnola ECyR mirando alla valorizzazione sinergica degli attivi posseduti nella penisola Iberica. In termini organizzativi si proseguirà nell'integrazione dei nuovi veicoli di sviluppo acquisiti in USA ed in Italia.

La società inoltre avvierà le attività relative alla costruzione di una fabbrica per la costruzione di pannelli fotovoltaici in joint venture con Sharp e STM.

Rilevante sarà inoltre perseguire nella leadership acquisita in Italia relativamente alla vendita di pannelli fotovoltaici e di progetti di efficienza energetica attraverso la rete di franchisee detenuta da Enel.si.

Inoltre la società continuerà la sua attività volta alla ricerca e allo sviluppo di tecnologie innovative, ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e alla safety.

Ricerca e sviluppo

Le attività di Enel Green Power nell'ambito di Ricerca e Sviluppo svolte nel corso del 2009 e dei primi mesi del 2010 e finalizzate allo sviluppo e alla realizzazione di tecnologie innovative per la generazione da fonti rinnovabili (RES) derivano dal lancio del Progetto Ambiente e Innovazione da parte del Comitato dell'Innovazione sia nell'anno 2008 che nel 2009.

Con riferimento a tali attività, le spese sostenute da Enel Green Power sono state pari a circa 12 milioni di euro nel 2009 e nel primo semestre del 2010, per progetti che prevedono un impegno complessivo di oltre 40 milioni di euro entro il 2013.

Nel campo della generazione da fonte eolica, nell'ambito del progetto "Forecast eolico" è stato elaborato il modello preliminare di previsione di breve-medio periodo (da 6 a 72 ore) della producibilità eolica che utilizza modelli di tipo fisico fluidodinamico CFD (Computational Fluid Dynamics) e di tipo statistico a reti neurali ANN (Artificial Neural Networks) al fine di migliorare la compatibilità tra il profilo di produzione dell'impianto (non programmabile per impianti eolici) e la gestione della rete. Il sistema, testato e validato su due differenti siti (Serra Cortina e Valledolmo), consente di elaborare attualmente i dati meteo e le previsioni per 14 impianti eolici italiani di potenza nominale complessiva di circa 390 MW.

Per anticipare malfunzionamenti e guasti e per ottimizzare l'esercizio degli impianti e la pianificazione degli interventi di manutenzione, il nuovo progetto formalizzato nel corso del 2010 "Telediagnostica predittiva impianti eolici" prevede lo sviluppo di sistemi di telemonitoraggio/diagnostica che possano successivamente essere implementati con i sistemi di forecast eolico messi a punto dal precedente progetto.

Nell'ambito del progetto "Eolico - Caratterizzazione sistemi esistenti e sviluppo nuove tecnologie" è terminata la progettazione della stazione di prova in cui verranno testati generatori eolici di piccola/media taglia disponibili sul mercato, per permettere ad Enel di acquisire know-how tecnico nella progettazione, nella realizzazione e nell'esercizio di tali macchine e verificare le curve di potenza. Le macchine hanno una potenza da 1 kw a 20 kw e sono sia del tipo tradizionale ad asse orizzontale che ad asse verticale.

Nel campo della generazione di energia da fonte solare, nell'ambito del progetto "Solare Innovativo Low- cost" sono state identificate le tecnologie innovative CSP a basso costo e ad elevato potenziale di mercato e contattati potenziali partners che hanno sviluppato know-how specifico nel solare termico a concentrazione e sono state valutati i principali indici economici per la realizzazione di impianti commerciali e dimostrativi su alcune delle tecnologie più promettenti.

Per il progetto "Fotovoltaico Innovativo – Laboratorio solare avanzato di Catania" è terminato il benchmark tra alcuni moduli commerciali di maggiore interesse per tipo di tecnologia, testati presso il centro avanzato per lo sviluppo e la sperimentazione di soluzioni fotovoltaiche innovative realizzato a Catania, e sono state inoltrate due richieste di finanziamento nell'ambito degli Inviti PON indetti dal MIUR per il progetto "Nuovi dispositivi per il fotovoltaico", che prevede lo studio di nuovi materiali e dispositivi per fotovoltaico, effettuando una valutazione comparativa su dimostratori consistenti in celle PV e Building

Integrated PV System, e per il Progetto SETI I (Solar Energy direct conversIon – Fotovoltaico di terza generazione), che mira alla realizzazione di una piattaforma di ricerca e sviluppo sperimentale per la fabbricazione di nuovi sistemi integrati fotovoltaici di terza generazione per la conversione diretta di energia solare basati su materiali plastici e ibridi organico/inorganico di nuova concezione, a basso costo di produzione e ridotto impatto ambientale.

Il Progetto di Caratterizzazione di moduli fotovoltaici permette la sperimentazione di vari pannelli a spot in condizioni indoor e outdoor, e la conseguente verifica delle effettive performance.

Lo scorso ottobre 2009 è stato inaugurato il “Diamante”, sistema integrato di produzione e stoccaggio di energia da fonte solare all’interno del parco mediceo di Pratolino in Toscana, ed è entrato in esercizio per una verifica delle prestazioni ed ottimizzazione del processo produttivo. L’impianto resterà di proprietà di EGP e sarà esercito da I&I fino alla fine del 2010.

Parallelamente allo sviluppo di tali attività sono proseguite le ricerche di “Accumulo ER” e “Fattoria dell’energia”, per i quali sono cominciati i lavori di realizzazione di una test facility presso Livorno, all’interno della quale saranno caratterizzati i sistemi di accumulo energetico innovativi ritenuti idonei all’accoppiamento con centrali eoliche o solari in grado di garantire la programmabilità di esercizio e saranno testati i generatori da biomassa legnosa da utilizzare per il surriscaldamento del vapore negli impianti di produzione geotermica.

Nel settore geotermico l’interesse è rivolto a tre progetti in particolare: “Geotermia Innovativa - Bassa Entalpia”, con lo sviluppo di un nuovo impianto pilota di taglia 500 kW basato su cicli binari ORC supercritici per sfruttare le risorse geotermiche a basso livello entalpico, per il quale si prevede a breve l’installazione presso l’area sperimentale ENEL di Livorno per la sua caratterizzazione; “Amis β ”, con lo studio del processo di miglioramento delle performance ambientali del settore geotermoelettrico (riduzione delle emissioni mediante l’utilizzo di catalizzatori alternativi rispetto a quelli attualmente impiegati) e la realizzazione di impianti pilota attualmente in fase di studio e progettazione; ed infine “Caratterizzazione ambientale e cicli innovativi geo” con lo scopo di migliorare le performance delle centrali geotermoelettriche sia nel contesto italiano che internazionale, di mettere a punto metodi innovativi di campionamento e di aumentare la frazione di energia rinnovabile mediante l’installazione di nuovi impianti a biomassa di piccola taglia presso impianti idroelettrici esistenti.

Un nuovo ambito di studio è quello rappresentato dal progetto “Energia dal mare”, con lo scopo di analizzare i siti potenziali per la realizzazione di una stazione di prova per la caratterizzazione di sistemi di generazione elettrica da moto ondoso e da correnti marine nella costa atlantica europea, prevedendo un’indagine degli aspetti autorizzativi e ambientali specifici del sito individuato ed uno studio di prefattibilità.

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel corso del primo semestre 2010 Enel Green Power ha definito un nuovo modello organizzativo che aveva come obiettivi:

- il consolidamento del focus sulla catena del valore;
- la preparazione all'apertura del capitale a investitori di minoranza;
- la massimizzazione delle sinergie di Area;
- la strutturazione di centri di eccellenza tecnologica unici a livello globale a supporto dell'importante piano di crescita della società, sia in Italia che all'estero.

In particolare:

- è stata unificata la funzione Business Development Italia ed Estero;
- sono state centralizzate le funzioni Engineering & Construction e Acquisti, con la definizione di un nuovo modello di funzionamento volto a massimizzare le sinergie e le competenze distintive presenti in tutti i Paesi in cui è presente la società;
- sono state ridefinite le Aree con la costituzione dell'area Italia ed Europa e dell'Area Iberia e America Latina.

Attualmente la struttura organizzativa della Divisione Energie Rinnovabili è articolata, pertanto, nelle seguenti Aree e funzioni centrali:

- Aree: Area Italia e Europa, Area Nord America, Area Iberia e America Latina, Enel.si;
- Funzioni centrali: Safety e Ambiente, Business Development, Engineering & Construction, Acquisti, Affari Legali, Amministrazione Finanza e Controllo, Audit, Segreteria Societaria, Affari Regolamentari, Personale e Organizzazione, Operation & Maintenance ed Information & Communication Technology.

Sono in atto processi di miglioramento continuo volti ad allineare l'organizzazione alle best practice di mercato.

Sviluppo e formazione

Nel corso del primo semestre 2010 sono state realizzate iniziative di sviluppo e formazione che hanno avuto come fattore comune l'intenzione di favorire l'integrazione internazionale, approfondire il livello di conoscenza delle persone che fanno parte della divisione e migliorare il processo di condivisione delle *best practice*.

Le principali iniziative hanno riguardato:

- il consolidamento dell'*International Mobility Program* ("IMP"), che ha offerto l'opportunità ad alcuni colleghi provenienti da diverse parti del mondo di vivere un'esperienza di carattere internazionale ed ha individuato, per ognuno di essi, uno specifico percorso di carriera;
- il lancio e la gestione della campagna di valutazione "Performance review" 2010 su impiegati e quadri della Divisione basata sul modello di Leadership del Gruppo.

Il processo di valutazione ha visto, durante la fase di feedback, un momento di confronto tra responsabili e risorse coordinate che hanno avuto l'occasione di fare un bilancio delle attività svolte nell'anno precedente e dei comportamenti agiti.

Attualmente si sta gestendo la fase di analisi delle valutazioni e la raccolta delle esigenze formative;

- il lancio della campagna di valutazione delle competenze della famiglia professionale AFC e l'avvio della campagna per la famiglia Safety;
- l'avvio di un corso di formazione sulla Guida Sicura che interesserà complessivamente 500 tra impiegati ed operai della società e che si colloca tra le diverse iniziative che il Gruppo Enel mette in atto in campo safety;
- la realizzazione di un workshop che ha visto coinvolti diversi colleghi provenienti dai paesi del perimetro Enel Green Power focalizzato sulla condivisione dei valori della società e sull'analisi di alcuni progetti di successo in ambito sviluppo, costruzione impianti e manutenzione finalizzati all'individuazione dei fattori chiave del successo;
- la realizzazione di un programma di formazione e *training on the job* internazionale sul settore solare che ha coinvolto 15 risorse provenienti da tutte le *country*;
- la mappatura delle professioni chiave e specifici percorsi di carriera, in linea con la catena del valore;
- la stesura del piano di successione per le risorse di linea fino al 3° livello organizzativo, prediligendo la crescita interna e la mobilità internazionale;
- la valorizzazione del canale di selezione interna per la copertura di posizioni di responsabilità.

Consistenza e movimentazione del personale

La movimentazione del personale del primo semestre 2010 è esposta nel prospetto seguente:

	Consistenza Iniziale al 31.12.2009	Assunzioni	Cessazioni	Mobilità Ingresso (-)	Mobilità Uscita	Consistenza Finale al 30.06.2010
Italia e Europa	1.752	36	31	25	9	1.773
Enel.si	88	3	0	5	6	90
Iberia e America Latina	565	116	80	141	3	739
Nord America	280	45	22	2	0	305
Totale	2.685	200	133	173	18	2.907

(*) comprende unità di HQ e STAFF

(-) comprende acquisizione Endesa renew

Relazioni industriali

Nel primo semestre del 2010, è stato avviato e portato a conclusione il confronto nazionale sul nuovo assetto organizzativo; sono stati promossi gli incontri con le strutture sindacali regionali principalmente interessate dalle modifiche del nuovo modello per la verifica e l'attuazione di quanto demandato a livello locale e, in generale, ai relativi riflessi sul personale inerenti il nuovo modello organizzativo della Divisione.

In occasione della chiusura del confronto nazionale e considerata la rilevanza dei progetti di sviluppo della Divisione, si è condiviso di attivare con le parti sociali un Osservatorio sulle politiche industriali, ambientali e occupazionali sull'area delle Energie Rinnovabili.

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO DEL GRUPPO ENEL GREEN POWER

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	primi sei mesi		
	Note	2010	2009 unaudited
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.a	956	868
Altri ricavi	5.b	20	25
		976	893
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	6.a	122	57
Servizi	6.b	156	143
Costo del personale	6.c	89	77
Ammortamenti e perdite di valore	6.d	236	201
Altri costi operativi	6.e	30	24
Costi per lavori interni capitalizzati	6.a- 6.c	(9)	(12)
		624	490
Proventi da gestione rischio commodity	7	63	47
Utile operativo		415	450
Proventi/(Oneri) finanziari netti	8	(51)	(80)
Proventi finanziari	8	20	11
Oneri finanziari	8	(71)	(91)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9	3	2
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE		367	372
Imposte	10	104	133
UTILE DEL PERIODO		263	239
Quota di pertinenza di Gruppo		253	223
Quota di pertinenza di Terzi		10	16
<i>Utile per azione: base e diluito (in Euro)</i>	27	<i>0,08</i>	<i>0,07</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	primi sei mesi	
	2009	2010 unaudited
Utile/(Perdite) su derivati cash flow hedge	(59)	1
Utile da differenze cambio da traduzione	286	30
Utile del periodo rilevata direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)	227	31
Utile del periodo rilevato a conto economico	263	239
Totale utile rilevato nel periodo	490	270
Quota di pertinenza:		
- Gruppo	461	239
- Terzi	29	31

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

ATTIVITA'	Note	30.06.2010	31.12.2009
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	11	8.465	7.200
Attività Immateriali	12	892	259
Avviamento	13	960	532
Attività per imposte anticipate	14	169	121
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	417	261
Attività finanziarie non correnti	16	121	35
Altre attività non correnti	17	28	34
		11.052	8.442
Attività correnti			
Rimanenze	18	36	31
Crediti commerciali	19	456	512
Crediti tributari	20	108	18
Attività finanziarie correnti	21	355	228
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	22	211	144
Altre attività correnti	23	192	119
		1.358	1.052
Attività possedute per la vendita	24	70	0
TOTALE ATTIVITA'		12.480	9.494
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		30.06.2010	31.12.2009
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale	25	1.000	600
Altre riserve	25	5.279	1.366
Utile del periodo di Gruppo		253	418
		6.532	2.384
Patrimonio netto di terzi	26	692	180
<i>Di cui risultato del periodo Terzi</i>		<i>10</i>	<i>21</i>
TOTALE PATRIMONIO NETTO		7.224	2.564
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	28	1.331	1.131
TFR ed altri benefici ai dipendenti		47	46
Fondo rischi ed oneri	29	105	68
Passività per imposte differite	14	414	182
Passività finanziarie non correnti	30	54	22
Altre passività non correnti	31	74	63
		2.025	1.512
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	32	2.153	4.413
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	28	145	115
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	29	9	13
Debiti commerciali	33	596	454
Debiti per imposte sul reddito	34	128	207
Passività finanziarie correnti	35	33	85
Altre passività correnti	36	119	131
		3.183	5.418
Passività possedute per la vendita	37	48	0
TOTALE PASSIVITA'		5.256	6.930
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		12.480	9.494

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Milioni di euro	Capitale sociale	Altre riserve				Utile del periodo di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
		Altre riserve diverse	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva di traduzione	Totale Altre riserve				
Al 31 Dicembre 2009	600	1.418	40	(92)	1.366	418	2.384	180	2.564
<i>Utile rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	0	0	(59)	267	208	0	208	19	227
<i>Utile del periodo</i>	0	0	0	0	0	253	253	10	263
Conto economico complessivo	0	0	(59)	267	208	253	461	29	490
delta PN									
Allocazione risultato d'esercizio		418			418	(418)	0		0
Ricapitalizzazione	400	3.300			3.300		3.700		3.700
Acquisizioni da società sotto comune controllo	0	(13)			(13)		(13)	483	470
Al 30 giugno 2010	1.000	5.123	(19)	175	5.279	253	6.532	692	7.224

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	30-giu-10	30-giu-09 unaudited
Utile di periodo		263	239
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore	6.d	236	201
Accantonamenti ai fondi rischi ed oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		4	6
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(3)	(2)
Oneri finanziari netti	8	51	82
Imposte	10	104	133
Minusvalenze e altri elementi non monetari		55	(2)
<i>Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>		<i>710</i>	<i>657</i>
Incremento (decremento) fondi rischi e oneri		(4)	(8)
(Incremento)/ Decremento di rimanenze		0	(9)
(Incremento)/ Decremento crediti e debiti commerciali	19,33	66	(108)
(Incremento)/ Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti	17,23, 36	(178)	(118)
Interessi attivi (passivi) e altri proventi (oneri) finanziari pagati		(36)	(34)
Imposte pagate		(297)	(61)
Flusso di cassa generato da attività operativa (a)		261	319
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	11	(336)	(278)
Investimenti in attività immateriali	12	(3)	(2)
Investimenti in imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3	(809)	(12)
Incremento (decremento) di altre attività investimento		(94)	0
Flusso di cassa assorbito da attività di investimento (b)		(1.242)	(292)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	27	80	166
Rimborsi ed altre variazioni nette di debiti finanziari	28	957	(231)
Flusso di cassa generato da attività di finanziamento (c)		1.037	(65)
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		11	0
Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		67	(38)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	22	144	163
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	22	211	125

Note di commento

1. Principi contabili e criteri di valutazione

Enel Green Power S.p.A. (di seguito anche la "Società" o la "Capogruppo"), e le sue controllate (il "Gruppo Enel Green Power" o il "Gruppo"), operano principalmente in Europa, nel Nord America, nella penisola iberica ed in America Latina. Il Gruppo è impegnato nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare, da fonte idroelettrica, eolica, geotermica, solare e da altre fonti.

La Società ha la sede legale in Roma ed è controllata al 100% da Enel S.p.A..

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato della società per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2010 comprende i bilanci 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. Il presente bilancio è stato predisposto in via volontaria nell'ambito del progetto connesso all'Offerta Pubblica di vendita e all'ammissione alle negoziazioni sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. di azioni ordinarie di Enel Green Power S.p.A.. La presente Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2010 è stata approvata dagli Amministratori in data 28 luglio 2010.

Conformità agli IFRS/IAS

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2010 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS/IAS) emanati Dall'International Accounting 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 consolidato complessivo rilevato nel periodo, dallo stato patrimoniale consolidato, dal prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative note di commento. Nella presentazione di tali prospetti sono riportati, quali dati comparativi, quelli previsti dallo IAS 34 (31 dicembre 2009 per lo stato patrimoniale consolidato e per le variazioni del patrimonio netto consolidato e 30 giugno 2009 per il conto economico consolidato, per il prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo e per il rendiconto finanziario consolidato). 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. 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 significativi 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 delle 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 ed 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 ed 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 significativi 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 alle concessioni idroelettriche prevalentemente riferibili alle derivazioni di acque, le condizioni applicative previste dalle nuove interpretazioni non sussistono in quanto, pur trattandosi di beni gratuitamente devolvibili, il concedente non controlla né regola a quale prezzo il concessionario deve fornire il servizio.

- *"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 ad 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 debbano essere forniti 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*.

L'IFRIC 18 trova applicazione, a partire dal 1° gennaio 2010, alle transazioni effettuate dal 1° luglio 2009.

L'applicazione di tale interpretazione non ha comportato impatti nel semestre.

Principi non ancora applicabili e non adottati

Nel corso del primo semestre 2010, la Commissione Europea non ha omologato nuovi principi ed interpretazioni non ancora applicabili al 30 giugno 2010. Si segnala, tuttavia, che la modifica di seguito illustrata, seppur omologata nel corso del 2009 non è ancora applicabile alla predetta data:

- *“Modifiche allo IAS 32 – Strumenti finanziari: Esposizione nel bilancio”*. La modifica chiarisce che i diritti, le opzioni o i warrant che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale della stessa entità che emette tali diritti per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta, devono essere classificati come strumenti rappresentativi di capitale se (e solo se) l'entità offre i diritti, le opzioni o i warrant proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di propri strumenti rappresentativi di capitale non costituiti da derivati. Le modifiche dovranno essere applicate, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 gennaio 2010. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione delle predette modifiche.

Nel corso del 2009 e del primo semestre 2010 l'*International Accounting Standard Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi principi ed interpretazioni che, al 30 giugno 2010, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Di seguito se ne riportano i principali:

- *“IFRS 9 – Financial Instruments”*, emesso a novembre 2009: costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo standard definisce i nuovi criteri per la classificazione delle attività finanziarie, basati sul c.d. *business model* dell'impresa e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali associati alle predette attività finanziarie. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo standard prevede che, inizialmente, le attività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, ivi inclusi, nei casi in cui le predette attività non siano valutate al *fair value* con contropartita conto economico, gli eventuali costi di transazione. Successivamente, devono essere valutate al *fair value*, ovvero al costo ammortizzato. In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di trading, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a conto economico. Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013 o successivamente.
- *“Revised IAS 24 – Related party disclosures”*, emesso a novembre 2009: la modifica prevede la facoltà per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di Enti pubblici di fornire una specifica informativa, più sintetica, per le transazioni avvenute con tali Enti pubblici e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte dello stesso Ente pubblico. La nuova versione dello IAS 24,

inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa nelle note di commento. La nuova versione dello IAS 24 sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.

- *"Amendments to IFRIC 14 – Prepayments of a Minimum Funding Requirement"*, emesso a novembre 2009: chiarisce le circostanze in cui una società che effettua dei versamenti anticipati a copertura di un c.d. *minimum funding requirement* (cioè un livello minimo di contribuzione al piano) può rilevare tali versamenti come un'attività. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.
- *"IFRIC 19 – Extinguishing financial liabilities with equity instruments"*, emesso a novembre 2009: tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a favore del creditore. In particolare, è previsto che gli strumenti di capitale emessi costituiscono il corrispettivo per l'estinzione delle passività e devono essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta ed il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a conto economico. L'interpretazione sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2010 o successivamente.
- *"Improvements to IFRS"*, emesso a maggio 2010: si tratta di modifiche migliorative a principi già esistenti. Le più significative riguardano:
 - l'IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*, come rivisto nel 2008: viene specificato che le partecipazioni di minoranza nella società acquisita sono interessenze nell'attuale proprietà che danno diritto, in caso di liquidazione della società, ad una quota proporzionale delle sue attività nette. Devono essere misurate o al fair value o in proporzione alla quota di partecipazione nell'ammontare riconosciuto delle attività nette identificabili dell'acquisita. Tutti gli altri elementi classificabili come partecipazioni di minoranza ma che non hanno le caratteristiche sopra descritte (ad esempio, share option, azioni privilegiate, etc), devono essere misurate al loro fair value alla data di acquisizione eccetto se altri criteri di misurazione sono previsti nell'ambito dei principi contabili internazionali. Tali modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2010 o successivamente.
 - l'IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*: si chiarisce l'informativa richiesta in caso di attività finanziarie rinegoziate, nonché l'informativa necessaria per rappresentare il rischio di credito. Tali modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.
 - Lo IAS 1 – *Presentazione del bilancio*: si richiede che la riconciliazione tra il valore contabile all'inizio e quello al termine dell'esercizio per ogni componente degli "altri componenti di conto economico complessivo" (OCI) possa essere presentata o nel prospetto delle variazioni di patrimonio netto o nelle note. Si rammenta in proposito che, con l'introduzione della *"Revisione dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato"*, il principio in parola era stato modificato richiedendo che la predetta riconciliazione fosse presentata nel prospetto delle variazioni di patrimonio netto. Le

modifiche introdotte a maggio 2010 sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.

- Lo IAS 34 – *Bilanci intermedi*: tale principio è stato modificato al fine di ampliare l’informativa richiesta nella redazione dei bilanci intermedi con riferimento, in particolare, alle attività/passività finanziarie. A titolo esemplificativo, si richiede di indicare i cambiamenti intervenuti sul business o sulle condizioni economiche che hanno avuto impatto sul *fair value* delle attività/passività finanziarie valutate al *fair value* o con il metodo del costo ammortizzato. Tali modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.

2. Gestione dei rischi finanziari

Rischio Mercato

Enel Green Power S.p.A., nell’esercizio della propria attività di holding industriale, è esposta a diversi rischi di mercato ed in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle *commodity*.

Il rischio di tasso di interesse è connesso alla variabilità degli oneri finanziari del debito a medio - lungo termine; nell’ambito dell’attività di vendita a termine dell’energia attraverso indicizzazioni al prezzo delle *commodity* energetiche denominate in dollari statunitensi, il Gruppo è esposto contemporaneamente al rischio *commodity* e al rischio tasso di cambio. Un’ulteriore fonte di esposizione al rischio cambio deriva inoltre dalla presenza di flussi finanziari connessi con finanziamenti infragruppo denominati in valuta estera.

Per contenere tali esposizioni all’interno dei limiti definiti all’inizio dell’esercizio nell’ambito delle politiche di gestione del rischio, le Società del Gruppo stipulano contratti derivati *Over the Counter (OTC)* nei confronti del mercato ed all’interno del Gruppo Enel; in particolare, la controparte interna per le operazioni in derivati su *commodity* è Enel Trade SpA, mentre per le operazioni in derivati su tasso di interesse e di cambio è la Capogruppo Enel SpA.

Il Gruppo non stipula contratti derivati ai fini speculativi.

Le operazioni in derivati possono essere designate come di *Cash Flow Hedge (CFH)*, qualora se ne ravvisi l’opportunità e siano soddisfatti i requisiti formali previsti dallo IAS 39, altrimenti sono classificate come di *Trading*.

Il *fair value* di un contratto derivato, che rappresenta il corrispettivo per l’eventuale estinzione anticipata alla data di rilevazione, 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 contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, 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 forniti dalla Banca Centrale Europea.

Il valore nozionale di un derivato è l'importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale ammontare 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 chiusura contabile.

Rischio tasso di interesse

Il duplice obiettivo di riduzione dell'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di riduzione del costo della provvista viene raggiunto ponendo in essere contratti di *interest rate swap* e *interest rate option*. Gli *interest rate swap* sono strumenti che prevedono 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 ed 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 del Gruppo 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.

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.

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l'impatto che potrebbe verificarsi sul conto economico conseguentemente ad un aumento dei tassi di interesse di mercato.

In base all'analisi dell'indebitamento del Gruppo, si rileva che l'indebitamento a medio e lungo termine verso terzi è per il 72% indicizzato a tasso variabile (73% al 31 dicembre 2009); le operazioni in derivati di copertura designate di *cash flow hedge* riducono tale esposizione al 35% (43% 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 33% (41% al 31 dicembre 2009).

L'indebitamento finanziario netto comprensivo della posizione verso altre società del Gruppo Enel è per il 90% indicizzato a tasso variabile; le operazioni in derivati di copertura designate di *cash flow hedge* riducono tale esposizione al 75%. 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 74%.

Al 30 Giugno 2010 se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 248 mila euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *CFH* (206 mila euro al 31 dicembre 2009). Al 30 Giugno 2010 se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 249 mila euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *CFH* (206 mila euro al 31 dicembre 2009).

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, Enel Green Power S.p.A. stipula con Enel S.p.A. contratti *forward* allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dall'euro, tipicamente dollari statunitensi. Generalmente la scadenza dei contratti *forward* non eccede i 12 mesi.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 28% (29% al 31 Dicembre 2009) dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro, quasi interamente riferibile ad indebitamento denominato nella valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrici della posizione debitoria.

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 13,5 milioni di euro 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 16,5 milioni di euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*. Al 31 dicembre 2009, non sussistendo coperture di *cash flow hedge*, non si è registrata alcuna esposizione del patrimonio netto alle oscillazioni dei tassi di cambio di mercato

3. Principali Variazioni area di consolidamento

Le principali operazioni di acquisizione avvenute nel corso del primo semestre 2010 sono dettagliate nel seguito.

Aggregazioni aziendali sotto comune controllo

L'acquisizione in oggetto si configura come un'operazione *under common control* e cioè come un'operazione di aggregazione aziendale in cui l'acquirente e l'entità acquisita (nella circostanza rispettivamente la Società e il Gruppo Ecyr) sono controllate dalla medesima entità (Enel) sia prima, sia dopo l'aggregazione, e tale controllo non è transitorio.

In data 15 marzo e 17 marzo 2010, i Consigli di Amministrazione di Endesa, Enel ed Enel Green Power hanno approvato un'operazione finalizzata all'integrazione delle attività di Endesa e di Enel Green Power nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo. In particolare, le attività nelle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo erano sviluppate da Endesa attraverso Endesa Cogeneración y Renovables S.L. (oggi Enel Green Power España S.L., di seguito detta "Ecyr"), società interamente posseduta da Endesa Generación S.A. (a sua volta integralmente controllata da Endesa ed indirettamente da Enel S.p.A.) costituita nel 1996 e che negli anni 1999 e 2000, attraverso operazioni di acquisizione e di fusione, ha integrato tutte le attività delle società controllate da Endesa relative alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Nell'ambito dell'operazione di acquisizione di Endesa da parte di Enel S.p.A., in quattro *tranches* in data 25 giugno, 31 luglio, 15 e 29 dicembre 2009, Endesa ha ceduto ad Acciona alcuni impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo per complessivi 2.079 MW per un corrispettivo di circa Euro 2.817 milioni.

Enel Green Power era già attiva in Spagna e Portogallo attraverso EUFER, la *joint venture* paritetica con Gas Natural/Unión Fenosa, detenuta indirettamente da Enel Green Power tramite Enel Green Power International B.V.

L'operazione è volta a garantire, all'interno del perimetro di Enel Green Power, una gestione unitaria allo sviluppo nella penisola iberica di tutte le attività di Enel Green Power e di Endesa nel campo delle fonti rinnovabili. Tale obiettivo è ora perseguito attraverso Enel Green Power España.

L'integrazione è stata infatti realizzata in data 22 marzo 2010 attraverso le seguenti fasi: (i) l'acquisizione da parte di Enel Green Power International B.V. da Endesa Generación S.A. del 30% di Ecyr per un corrispettivo pari a circa Euro 326 milioni; (ii) un aumento di capitale di Ecyr riservato a Enel Green Power International B.V., sottoscritto mediante il conferimento della partecipazione pari al 50% detenuta da Enel Green Power nel capitale di EUFER per un valore pari a Euro 280 milioni e un versamento in contanti pari a circa Euro 534 milioni.

L'acquisizione della partecipazione del 30% e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di Ecyr sono stati effettuati sulla base di valori di mercato, che hanno formato oggetto di valutazione da parte di alcune banche di investimento indipendenti. L'operazione ha consentito a Enel Green Power International B.V. di detenere, a seguito dell'aumento di capitale, una quota complessiva pari al 60% del nuovo capitale sociale di Ecyr.

La seguente tabella dà evidenza dell'attivo netto acquistato di Ecyr:

Milioni di euro	
ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Immobili, impianti e macchinari	921
Attività Immateriali	625
Avviamento	330
Attività per imposte anticipate	31
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	138
Attività finanziarie non correnti	148
	2.193
Attività correnti	
Rimanenze	4
Crediti commerciali	37
Crediti tributari	32
Attività finanziarie correnti	6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	83
Altre attività correnti	53
	215
TOTALE ATTIVITA'	2.408
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	201
TFR ed altri benefici ai dipendenti	1
Fondo rischi ed oneri	17
Passività per imposte differite	243
Passività finanziarie non correnti	7
Altre passività non correnti	9
	478
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine	333
Debiti commerciali	169
Debiti per imposte sul reddito	31
Altre passività correnti	67
	600
TOTALE PASSIVITA'	1.078
Patrimonio netto di terzi	483
ATTIVO NETTO ACQUISITO	847
VALORE DELL'OPERAZIONE	860
Corrispettivo dell'acquisizione	860
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(83)
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione	777

I dati in oggetto riflettono l'allocazione del prezzo di acquisizione delle attività e passività acquisite. In conformità ai principi contabili adottati dal Gruppo, tale allocazione è stata rilevata attribuendo alle attività e alle passività acquisite gli stessi valori contabili inseriti nel bilancio consolidato dell'entità controllante comune Enel alla data del trasferimento. La differenza tra il costo sostenuto dal Gruppo per l'acquisizione e il valore netto contabile delle attività e passività acquisite risultante dal bilancio consolidato Enel, è contabilizzato a rettifica del patrimonio netto del Gruppo. A tale proposito occorre segnalare che l'acquisizione da parte del gruppo Enel del gruppo Endesa, del quale Ecyr costituisce una controllata, si è completata in data 25 giugno 2009 e alla data del 30 giugno 2010 il processo

di allocazione del prezzo di acquisizione è stato completato; pertanto, i valori qui indicati rappresentano la rilevazione definitiva della differenza tra il costo della partecipazione ed il valore delle attività acquisite e delle passività assunte in oggetto.

Acquisizioni da terzi- Estero

In data 11 Gennaio 2010 Enel Green Power ha acquistato, tramite la propria controllata Enel North America Inc., il 100% del capitale sociale di Padoma Wind Power LLC, società operante nel settore eolico, per un corrispettivo complessivo pari a 40 milioni di euro. La determinazione dei fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione è stata effettuata su base provvisoria, poiché alla data di redazione della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010, sono ancora in corso alcuni processi valutativi.

Con riferimento all'acquisizione della partecipazione Padoma Wind Power LLC, la seguente tabella evidenzia le attività e passività acquisite, il valore provvisorio dell'avviamento identificato e i flussi di cassa utilizzati.

ATTIVO NETTO ACQUISITO	5
Avviamento	30
VALORE DELL'OPERAZIONE	35
Corrispettivo dell'acquisizione	35
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione	35
di cui pagato	24
ancora da versare	11

Acquisizioni da terzi- Italia

Nel corso del primo semestre 2010, Enel Green Power ha acquistato Enel Green Power Calabria, Maicor Wind, Enel Green Power Puglia (già Italgest Wind), Enel Green Power Strambino Solar, Altomonte FV, Enerlive, Energia Eolica e Enel Green Power TSS (già Anemos 1), per un corrispettivo complessivo pari a 10 milioni di euro.

ATTIVO NETTO ACQUISITO	4
Avviamento	23
Badwill	(3)
VALORE DELL'OPERAZIONE	24
Corrispettivo dell'acquisizione	10
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(3)
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione	7

4. Informativa per settore operativo

Si evidenzia che in data 8 marzo 2010, il Gruppo Enel Green Power si è dotato di una nuova struttura organizzativa che prevede, tra l'altro, la riorganizzazione delle aree geografiche in:

- Italia ed Europa;
- Iberia e America Latina;
- Stati Uniti.

E' inoltre presente una struttura dedicata ad Enel.si, con responsabilità autonome rispetto all'Area Italia ed Europa.

I criteri per identificare i settori d'attività attraverso i quali il Gruppo opera, sono stati ispirati, tra l'altro, alle modalità attraverso le quali il più alto livello decisionale operativo rivede periodicamente i risultati del Gruppo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e ai fini della valutazione dei risultati stessi.

In particolare, nelle tabelle che seguono sono stati identificati i settori operativi nei quali il Gruppo opera sia in Italia che all'estero e gli indicatori utilizzati dal management del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori al e per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 e per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 opportunamente riclassificato:

Risultati per area geografica del primo semestre 2010

Milioni di euro

	Italia e Europa	Enel.si	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	575	82	243	76	0	976
Ricavi intersettoriali	5	0	0	0	(5)	0
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	54	0	0	9	0	63
Margine operativo lordo	469	1	132	49	0	651
Ammortamenti e perdite di valore	155	0	56	25	0	236
Utile operativo	314	1	76	24	0	415
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(48)
Imposte						104
Utile del periodo						263
Attività operative	5.703	71	3.363	1.003	(71)	10.069
Passività operative	477	95	339	63	(71)	903
Investimenti (al lordo contributi)	229	0	82	28	0	339

Risultati per area geografica del primo semestre 2009 unaudited

Milioni di euro

	Italia e Europa	Enel.si	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	599	39	182	73	0	893
Ricavi intersettoriali	0	0	0	0	0	0
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	47	0	0	0	0	47
Margine operativo lordo	488	(10)	125	48	0	651
Ammortamenti e perdite di valore	154	0	25	22	0	201
Utile operativo	334	(10)	100	26	0	450
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(78)
Imposte						133
Utile del periodo						239
Attività operative (*)	5.619	125	1.574	857	(20)	8.155
Passività operative (*)	465	79	145	47	(20)	716
Investimenti (al lordo contributi)	139	0	123	18	0	280

(*) al 31 dicembre 2009

La seguente tabella rappresenta la riconciliazione tra attività e passività per aree geografiche e quelle esposte nello schema di stato patrimoniale consolidato:

Milioni di euro

	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Totale attività	12.480	9.494	2.986
- avviamento	960	532	428
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	417	261	156
- attività finanziarie non correnti	121	35	86
- attività finanziarie correnti	355	228	127
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	211	144	67
- attività per imposte anticipate	169	121	48
- crediti tributari	108	18	90
- attività destinate alla vendita	70	0	70
Attività operativa	10.069	8.155	1.914
Totale passività	5.256	6.930	(1.674)
- finanziamenti*	3.629	5.659	(2.030)
- passività finanziarie non correnti	54	22	32
- passività finanziarie correnti	33	85	(52)
- TFR ed altri benefici ai dipendenti	47	59	(12)
- passività per imposte differite	414	182	232
- debiti per imposte sul reddito	128	207	(79)
- passività destinate alla vendita	48	0	48
Passività operativa	903	716	187

* Finanziamenti a lungo termine
Finanziamenti a breve termine
Quote corrente dei finanziamenti a lungo termine

Informazioni sul Conto Economico consolidato

5. Ricavi

5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – 956 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Milioni di euro	primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Energia	856	809	47
- di cui Gruppo Enel	104	64	40
Altre vendite e prestazioni	100	59	41
- di cui Gruppo Enel	3	3	0
Totale	956	868	88

I ricavi per vendita "Energia" si riferiscono per 751 milioni di euro alla vendita di energia (in aumento di 24 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009) e per 105 milioni di euro a certificati verdi ed altri incentivi (in aumento di 23 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009).

La variazione positiva rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2009 è dovuta principalmente alla Variazione del Perimetro di Consolidamento, pari a 52 milioni di euro, e deriva dalla vendita di energia elettrica a terzi.

La quota di ricavi in oggetto riferibile al Gruppo Enel è sostanzialmente relativa alla vendita di Energia attraverso contratti bilaterali e alla vendita di Certificati verdi.

Le "Altre vendite e prestazioni" si riferiscono principalmente alla vendita diretta e indiretta di materiale fotovoltaico e alla realizzazione di impianti fotovoltaici (78 milioni di euro, in aumento di 48 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009).

5.b Altri ricavi – 20 milioni di euro

Gli "Altri ricavi" si riferiscono a servizi e prestazioni accessorie fornite, tra cui la cessione a terzi dell'acqua dalle centrali per usi diversi dalla produzione di energia elettrica (irrigazione) e la cessione di energia termica.

6. Costi

6.a Materie prime e materiali di consumo – 122 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Materiali	78	41	37
Energia elettrica	29	10	19
- di cui Gruppo Enel	3	1	2
Combustibili e gas	15	6	9
Totale	122	57	65
- di cui capitalizzati	1	3	(2)

I costi per acquisto di "Materiali" si riferiscono principalmente agli acquisti di materiale fotovoltaico da parte di Enel.si per la rivendita, pari a 68 milioni di euro ed in aumento di 32 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009.

I costi per acquisto di "Energia elettrica" si riferiscono all'energia elettrica acquistata per il funzionamento dei servizi ausiliari di centrale, direttamente o indirettamente connessi alla produzione di energia elettrica, ai servizi di illuminazione e di forza motrice e all'energia acquistata a Panama nell'ambito del contratto di vendita di energia (quest'ultimi pari a 20 milioni di euro, in aumento di 15 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009 a causa delle conseguenze negative del fenomeno atmosferico del Pacifico El Nino).

I costi per acquisto di "Combustibili e gas" si riferiscono principalmente agli impianti di cogenerazione delle società spagnole (Cooling Heating and Power); il costo attribuibile agli impianti entrati nel Perimetro di consolidamento a seguito dell'acquisizione di Ecyr è pari a 7 milioni di euro.

6.b Servizi – 156 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	31	18	13
Costi per godimento beni di terzi	26	22	4
-di cui Gruppo Enel	2	2	0
Costi di trasmissione	11	10	1
Altri costi per servizi	88	93	(5)
-di cui Gruppo Enel	39	50	(11)
Totale	156	143	13

L'incremento dei costi per "Manutenzioni e riparazioni" riflette sia la variazione del perimetro di consolidamento a seguito dell'acquisizione di Ecyr, sia l'entrata in esercizio di nuovi

impianti.

I "Costi per godimento di beni da terzi" sono costituiti principalmente da canoni di derivazioni acqua, canoni demaniali, sovraccanoni relativi ai bacini imbriferi montani (BIM) e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo delle acque pubbliche a scopo idroelettrico.

Gli "Altri costi per servizi" accolgono principalmente i costi generali indirettamente connessi alla produzione in parte regolati da contratti con il Gruppo Enel, il cui contenuto è descritto nella successiva Nota 40, i corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche e consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale (15 milioni di euro), premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi (7 milioni di euro), i costi per servizi connessi al personale, principalmente spese di viaggio e trasferte (4 milioni di euro) e fee e corrispettivi per il diritto di utilizzo di capacità di trasporto a GME S.p.A. (5 milioni di euro).

6.c Costo del personale – 89 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Milioni di euro	primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Salari e stipendi	68	59	9
Oneri sociali	16	14	2
TFR ed altri benefici ai dipendenti	3	3	0
Altri costi	2	1	1
Totale	89	77	12
<i>- di cui capitalizzati</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>(1)</i>

La voce "TFR ed altri benefici ai dipendenti", pari a 3 milioni di euro, è relativa ai benefici pensionistici e ad altri benefici come descritto nella nota relativa al "Trattamento Fine Rapporto".

L'incremento del costo del personale riflette la maggiore consistenza media e, per 3 milioni di euro, la variazione del perimetro di consolidamento.

6.d Ammortamenti e perdite di valore – 236 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Milioni di euro	primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	219	194	25
Ammortamento attività immateriali	14	7	7
Perdite di valore	3	0	3
Totale	236	201	35

L'incremento degli ammortamenti e perdite di valore deriva per 23 milioni di euro dalla variazione del perimetro di consolidamento e per il residuo dall'entrata in esercizio di alcuni impianti.

6.e Altri costi operativi – 30 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Imposte e tasse	14	9	5
Contributi	10	12	(2)
Altri oneri diversi di gestione	6	3	3
Totale	30	24	6

La voce "Contributi" accoglie i contributi riconosciuti a Comuni, Province e Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le parti.

7. Proventi netti da gestione rischio commodity – 63 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per il primo semestre 2010:

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Proventi realizzati su derivati:	56	92	(36)
di trading - non copertura su prezzo commodity	0	30	(30)
CFH - copertura prezzo commodity	56	62	(6)
Rettifiche di proventi da valutazione a.p. per partite chiuse nell'anno su derivati:	0	32	(32)
di trading - non copertura su cambio commodity	0	31	(31)
di trading - non copertura su prezzo commodity	0	1	(1)
Proventi da valutazione	9	0	9
CFH - copertura prezzo commodity (quota inefficace)	9	0	9
Totale proventi da gestione rischio commodity	65	60	5
			0
Oneri realizzati su derivati di trading e non copertura su prezzo commodity	2	16	(14)
di trading - non copertura su prezzo commodity	1	5	(4)
di trading - non copertura su cambio commodity	0	6	(6)
CFH - copertura prezzo commodity	1	5	(4)
			0
Rettifiche di oneri da valutazione a.p. per partite chiuse nell'anno:	0	3	(3)
di trading - non copertura su cambio commodity	0	3	(3)
Totale oneri da gestione rischio commodity	2	13	(11)

I "Proventi netti da gestione rischio *commodity*" si riferiscono per 56 milioni di euro a proventi netti realizzati su contratti derivati su *commodity* chiusi al 30 giugno 2010 e per 9 milioni di euro al rilascio a conto economico della porzione rilevatasi inefficace di un derivato di copertura.

I contratti sono posti in essere con la correlata Enel Trade S.p.A. per la parte relative alla *commodity* e con Enel S.p.A. per la copertura del rischio connesso alla differenza cambi, in quanto i contratti di copertura con Enel Trade S.p.A. sono stipulati in dollari.

8. Oneri finanziari netti – (51) milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per il primo semestre 2010:

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Differenze positive di cambio	7	2	5
Interessi ed altri proventi da attività finanziarie	7	6	1
Proventi da strumenti finanziari derivati	6	3	3
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	20	11	9
- di cui Gruppo Enel	7	3	4
Differenze negative di cambio	7	8	(1)
Interessi ed altre oneri da passività finanziarie	55	80	(25)
- finanziamenti a lungo termine	36	27	9
- finanziamenti a breve termine	18	52	(34)
- oneri finanziari su benefici a dipendenti	1	1	0
Svalutazione e ripristino attività finanziarie	4	0	4
Oneri da strumenti finanziari derivati	5	3	2
TOTALE ONERI FINANZIARI	71	91	(20)
- di cui Gruppo Enel	30	53	(23)
ONERI FINANZIARI NETTI	(51)	(80)	29

La voce "Interessi e altri oneri da passività finanziarie: finanziamenti a breve termine" si riferisce prevalentemente agli interessi maturati sul conto corrente intersocietario in essere con la controllante Enel Spa, che si sono ridotti a seguito della rinuncia a 3,7 miliardi di euro di crediti finanziari effettuata da Enel SpA in data 17 marzo 2010.

9. Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 3 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per il primo semestre 2010:

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Proventi da partecipazioni in società collegate	8	6	2
Oneri da partecipazioni in società collegate	(5)	(4)	(1)
Totale	3	2	1

I proventi da partecipazioni si riferiscono principalmente ad imprese facenti parte del gruppo spagnolo ECYR, attraverso due suoi sub gruppi, Finerge e Térmica Portuguesa.

Gli oneri sono invece relativi alle società collegate Geronimo e Tradewind.

10. Imposte – 104 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per il primo semestre 2010:

Milioni di euro	primi sei mesi		
	2010	2009 unaudited	Variazione
Imposte correnti	108	134	(26)
Imposte differite (anticipate)	(4)	(1)	(3)
Totale	104	133	(29)

La variazione delle imposte consolidate riflette principalmente la variazione delle imposte della capogruppo, in diminuzione di 25 milioni di euro (pari a 85 milioni di euro al 30 giugno 2010 e 110 milioni di euro al 30.06.09) per effetto sostanzialmente dell'agevolazione della Tremonti TER (che ha comportato una variazione permanente in diminuzione di 75 milioni di euro).

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato.

Milioni di euro	2010		2009 unaudited		Variazione
<i>Risultato ante imposte</i>	367		372		(5)
					0
Imposte teoriche	101	27,5%	102	27,5%	(1)
Effetto aliquote locali	(7)	(1,8%)	1	0,3 %	(8)
Addizionale IRES	16	4,4 %	19	5,2 %	(3)
Effetto Tremonti Ter	(25)	(6,7%)	0	0,0 %	(25)
Differenze permanenti e partite minori	2	0,5 %	(5)	(1,4%)	7
IRAP	16	4,4 %	16	4,4 %	0
TOTALE	104	28,2%	133	35,8%	(29)

Informazioni sullo stato patrimoniale consolidato

Attività non correnti

11. Immobili, impianti e macchinari – 8.465 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Terreni e fabbricati	936	931	5
Impianti e macchinari	5.977	5.121	856
Altri beni	115	89	26
Attività materiali in corso e acconti	1.437	1.059	378
TOTALE	8.465	7.200	1.265

L'incremento della voce si riferisce principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento (pari a 958 milioni di euro), agli investimenti effettuati nel periodo (pari a 336 milioni di euro), alle variazioni positive di cambio (pari a 252 milioni di euro) ed agli ammortamenti registrati nel periodo (pari a 219 milioni di euro).

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2010 e 2009:

Milioni di euro	30.06.2010	30.06.2009
Impianti di produzione:		
- Idroelettrici	58	64
- Geotermici	71	79
- Eolici	176	131
- Biomassa	1	0
- Altre tecnologie	24	0
Totale impianti di produzione	330	274
Terreni, fabbricati e altri beni	6	4
TOTALE	336	278

12. Attività immateriali – 892 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	141	114	27
Altre immobilizzazioni immateriali e contratti di vendita	751	145	606
TOTALE	892	259	633

L'incremento della voce "Attività immateriali" si riferisce principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento (pari a 561 milioni di euro), alle variazioni positive di cambio (pari a 28 milioni di euro) ed agli ammortamenti registrati nel periodo (pari a 14 milioni di euro).

La voce "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" accoglie principalmente il valore dei diritti di sfruttamento dell'acqua delle centrali idroelettriche in America Latina (pari a 77 milioni di euro), del diritto alla produzione di energia elettrica da fonte mini-idroelettrica e i diritti di connessione alle reti di distribuzione in Spagna (pari a 31 milioni di euro). Le "Altre immobilizzazioni immateriali e contratti di vendita" includono principalmente la valorizzazione effettuata nell'ambito delle Purchase Price Allocation dei contratti di vendita dell'energia (Power Purchase Agreement) e delle autorizzazioni amministrative relative agli impianti eolici operativi o in fase di sviluppo di ECyR.

13. Avviamento – 960 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Endesa Cogeneracion y Renovables	330	0	330
Enel Latin America	274	239	35
Enel North America	128	80	48
Enel Union Fenosa Renovables	89	90	(1)
Perimetro Elica (*)	74	74	0
Enel Green Power France	25	26	(1)
Maicor Wind Srl	17	0	17
Renovables de Guatemala	11	14	(3)
Enel Green Power Romania (già Blue Line)	5	5	0
EGP TSS (ex Anemos)	5	0	5
Portoscuso Energie Srl	1	1	0
Altomonte	1	0	1
Enel Green Power Bulgaria	0	3	(3)
TOTALE	960	532	428

(*) Il "Perimetro ELICA" corrisponde al totale dell'avviamento attribuibile alle società greche: International Wind

Parks of Thrace, Wind Park of Thrace S.A., International Wind of Crete S.A, International Wind of Achaia S.A., International Wind of Rhodes S.A., Glafkos Hydroelectrical Station S.A., Aioliko Voskerou S.A. e Hydro Constructional A.E..

La variazione della voce, pari a 428 milioni di euro, è prevalentemente riferibile all'iscrizione del goodwill relativo all'acquisizione del 60% del capitale sociale di Ecyr per un importo pari a

330 milioni di euro, ed al goodwill provvisorio iscritto per l'acquisto della partecipazione in Padoma Wind Power LLC per un importo pari a 35 milioni di euro.

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–169

milioni di euro- (414) milioni di euro

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le imposte differite.

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Attività per imposte anticipate:			
- differenze di valore su immobilizzazioni e attività finanziarie	35	26	9
- accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	17	18	(1)
- valutazione strumenti finanziari	12	5	7
- Tax Credit (Nord America)	23	22	1
- altre partite	82	50	32
Totale	169	121	48
Passività per imposte differite:			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	124	119	5
- valutazione strumenti finanziari	7	26	(19)
- allocazione eccessi di costo a elementi dell'attivo	240	0	240
- altre partite	43	37	6
Totale	414	182	232
Attività per imposte anticipate/ (Passività per imposte differite) nette compensabili	(20)	(39)	19
Attività per imposte anticipate non compensabili	143	84	59
Passività per imposte differite non compensabili	354	106	248

L'incremento delle "attività per imposte anticipate" è riferibile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento per 31 milioni di euro.

La variazione positiva delle "passività per imposte differite" riflette, per un importo pari a 240 milioni di euro, l'imputazione delle imposte differite relative alla parte di costo, sostenuto per

l'acquisto della partecipata ECYR, che è stato allocato alle attività e passività acquisite, come descritto al paragrafo "principali variazioni area di consolidamento".

15. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 417 milioni di euro

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

Milioni di euro	31.12.2009							30.06.2010	
	Valore	Quota %	Acquisizioni/ Aumenti di capitale/ Altre variazioni	Variazioni Perimetro di consolidamento	Impatto a conto economico			Valore	Quota %
Gruppo ECYR (*)	0		0	133	8			141	
Elica II (*)	133	30,0%	4	0	0			137	30,0%
La Geo Sa de Cv	86	36,2%	0	0	0			86	36,2%
Altre minori	42		16	0	(5)			53	
TOTALE	261		20	133	3			417	

(*) Per il dettaglio delle 52 società partecipate, tutte al 30%, che hanno sede in Grecia e delle società rientranti nel Gruppo ECYR si rinvia all'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power".

L'incremento del periodo delle "partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto" è imputabile all'ingresso nel perimetro di consolidamento della partecipata ECYR per 133 milioni di euro e di aumenti di capitale sottoscritti ed acquisizioni effettuate nel periodo per 8 milioni di euro.

16. Attività finanziarie non correnti – 121 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Crediti finanziari a lungo termine verso Terzi e verso collegate	92	17	75
Contratti derivati	11	10	1
Altre attività finanziarie	12	8	4
Titoli	6	0	6
TOTALE	121	35	86

La voce "Crediti finanziari a lungo termine verso Terzi e verso collegate" accoglie principalmente l'importo dei finanziamenti attivi erogati alle società collegate per lo sviluppo di progetti nel Portogallo, per 67 milioni di euro, ed i depositi cauzionali pari a 7 milioni di euro.

La voce "Contratti derivati" accoglie il fair value dei contratti derivati in essere alla data di bilancio. Nella seguente tabella è riportato il valore nozionale e il "fair value" dei derivati in essere suddivisi per tipologia di contratto e per designazione:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value	
	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2010	31.12.2009
Derivati cash flow hedge	1	38	0	10
Commodity	0	38	0	10
Interessi	1	0	0	0
Derivati trading	37	0	11	0
Commodity	37	0	11	0
TOTALE	38	38	11	10

Con riferimento al livello di misurazione del fair value si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

17. Altre Attività non correnti – 28 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Contributi da incassare	16	16	0
Crediti tributari	9	11	(2)
Depositi cauzionali attivi di natura operativa	3	3	0
Altri crediti diversi	0	4	(4)
TOTALE	28	34	(6)

La voce "Contributi da incassare" include il credito maturato verso lo Stato Greco per contributi approvati, ma non ancora liquidati dallo stesso.

Attività correnti

18. Rimanenze – 36 milioni di euro

Le “Rimanenze” presentano un saldo al 30 giugno 2010 pari a 36 milioni di euro (pari a 31 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed accolgono principalmente il valore del magazzino geotermico (14 milioni di euro) e dei certificati bianchi (10 milioni di euro).

19. Crediti commerciali –456 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Vendita e trasporto energia elettrica	363	433	(70)
- di cui Gruppo Enel	158	204	(46)
Altri crediti	93	79	14
TOTALE	456	512	(56)

Nell’ambito della voce in oggetto, si evidenzia che la quota di crediti commerciali per la valorizzazione dei certificati verdi ed altre forme di incentivi ammonta a 103 milioni di euro (al 31 dicembre 2009 pari a 176 milioni di euro) e che il dettaglio dei crediti verso le società correlate (“di cui Gruppo Enel”) è esposto nel paragrafo “Informativa sulle parti correlate”

20. Crediti tributari – 108 milioni di euro

I “Crediti tributari”, pari a 108 milioni di euro, si incrementano nel corso del periodo di 90 milioni di euro esclusivamente per il credito per imposte relative alla Capogruppo derivante dal pagamento del primo acconto sulle imposte 2010.

21. Attività finanziarie correnti – 355 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Titoli	82	68	14
Contratti derivati	26	75	(49)
Altri crediti finanziari	247	85	162
- di cui Gruppo Enel	236	79	157
TOTALE	355	228	127

La voce “Titoli” si riferisce a investimenti in titoli a breve termine – prevalentemente certificati di deposito - attraverso i quali le controllate in Brasile, Cile e Panama investono

temporaneamente la liquidità generata dalla gestione operativa, così come previsto dalle policy di Gruppo.

La voce "Contratti Derivati" include sostanzialmente la valorizzazione dei derivati di CFH e su commodity.

Per il valore nozionale e il fair value dei "Contratti derivati" al 30 giugno 2010, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione, si rinvia alla seguente tabella:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value	
	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2010	31.12.2009
Derivati cash flow hedge	384	455	22	75
Commodity	384	455	22	75
Derivati trading	28	26	4	0
Cambi	28	26	4	0
TOTALE	412	481	26	75

Con riferimento al livello di misurazione del fair value si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

La voce "Altri crediti finanziari" accoglie per 89 milioni di euro il credito verso Enel Finance International per il temporaneo deposito relativo ai fondi messi a disposizione della Renovables de Guatemala per il progetto Palo Viejo, per 64 milioni di euro il saldo dei conti correnti di corrispondenza verso Enel Finance International S.A. (pari a 79 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e per 74 milioni di euro la variazione del perimetro di consolidamento riferibile al finanziamento a breve termine di Ecyr verso la correlata Endesa.

22. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – 211 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro			Variazione
	30.06.2010	31.12.2009	
Depositi bancari e postali liberi	118	44	74
Depositi bancari e postali vincolati	91	100	(9)
Denaro e valori in cassa	2	0	2
TOTALE	211	144	67

Le "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo ad eccezione della voce "Depositi bancari e postali vincolati", essenzialmente riferita a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

L'effetto della variazione del perimetro di consolidamento sulla voce in oggetto è di 83 milioni di euro.

23. Altre attività correnti – 192 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Crediti tributari	59	38	21
Anticipi a fornitori	29	25	4
Risconti attivi operativi correnti	29	15	14
Altri crediti diversi	75	41	34
- di cui Gruppo Enel	14	16	6
TOTALE	192	119	73

La voce "Crediti tributari" accoglie principalmente 52 milioni di euro pari alla posizione creditoria per IVA e subisce un incremento di 10 milioni di euro a seguito della variazione del perimetro di consolidamento.

La voce "Altri crediti diversi" si movimenta per 35 milioni di euro a seguito dell'ingresso nel perimetro di consolidamento di Ecyr.

24. Attività possedute per la vendita – 70 milioni di euro

La voce include principalmente l'ammontare degli immobili, impianti e macchinari (pari a 56 milioni di euro), attività immateriali (pari a 3 milioni di euro) e dell'avviamento (pari a 5 milioni di euro) della partecipata Enel Green Power Bulgaria che in ragione delle decisioni del management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate a essere cedute.

Passivo

25. Patrimonio netto – 7.224 milioni di euro

In vista dell'attuazione del progetto di quotazione delle azioni della Società e al fine di ottimizzare il rapporto tra capitale sociale e patrimonio netto, in data 10 giugno 2010, l'Assemblea di Enel Green Power Spa ha approvato l'aumento del capitale sociale della Società da 600 milioni di euro a 1.000 milioni di euro.

Tale incremento è stato realizzato mediante imputazione a capitale sociale di parte della riserva di patrimonio netto disponibile, costituita nel mese di marzo 2010 a seguito della rinuncia al credito finanziario da parte di Enel Spa per un importo complessivo di 3.700 milioni di euro.

Per il dettaglio della movimentazione del Patrimonio netto si rinvia al relativo Prospetto contabile.

Capitale sociale – 1.000 milioni di euro

Il capitale sociale, a seguito dell'aumento descritto nel paragrafo precedente, è rappresentato da 5.000.000.000 di azioni ordinarie con un valore nominale di 0,20 interamente sottoscritto e versato dalla controllante Enel S.p.A.

Altre riserve – 5.279 milioni di euro

Di seguito la composizione delle principali voci:

Riserva legale – 120 milioni di euro

La riserva legale rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art.2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH – (19) milioni di euro

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge).

Riserve di traduzione – 175 milioni di euro

In tale voce sono inclusi gli effetti di conversione dei bilanci delle controllate con valuta locale differente da quella funzionale, con una variazione del periodo di 267 milioni di euro, dei quali 19 milioni per l'effetto dell'adeguamento cambi dell'avviamento di queste ultime.

Altre riserve diverse (eccetto Riserva legale) – 5.003 milioni di euro

In data 17 marzo 2010 la controllante Enel SpA, con cui Enel green Power ha in essere un rapporto di conto corrente intersocietario, ha rinunciato a 3.700 milioni di euro di credito in essere su tale rapporto di conto corrente da attribuire ad altre riserve disponibili. Come anticipato, in data 10 giugno 2010, l'Assemblea di Enel Green Power Spa ha approvato

l'aumento del capitale sociale della Società da 600 milioni di euro a 1.000 milioni di euro tramite imputazione a capitale sociale di parte della suddetta riserva di patrimonio netto disponibile. La restante parte, pari a 3.300 milioni di euro, è stata imputata alle "Altre riserve diverse".

Si riferiscono, inoltre, alle riserve attribuite alla Capogruppo in sede di scissione da Enel Produzione S.p.A. ed include, in particolare, la riserva di rivalutazione che rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla Legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserve è assoggettato all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%). Allo stato attuale la distribuzione di tale riserva è differita a tempo indefinito.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale chiuso nel primo semestre 2010.

Milioni di euro

	Valore lordo	Effetto fiscale	Valore al netto dell'effetto fiscale
Perdite su derivati cash flow hedge	(85)	26	(59)
Utile da differenze cambio da traduzione	286		286
Utile del periodo rilevata direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)	201	26	227
Utile del periodo rilevato a conto economico			263
Totale utile rilevato nel periodo	201	26	490

26. Patrimonio netto di Terzi – 692 milioni di euro

Il patrimonio netto di Terzi rappresenta la quota da attribuire agli azionisti di minoranza delle società consolidate e si movimenta, nel periodo, per un importo di 512 milioni di euro riferibili principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento, pari a 482 milioni di euro.

27. Utile per azione – 0,08 euro

Nella seguente tabella è rappresentata la procedura seguita per la determinazione dell'utile base e diluito per azione:

	2010
Utile del periodo di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	253
Media ponderata delle azioni ordinarie	3.221.000.000
Utile base e diluito per azione (in euro)	0,08

Si segnala che non vi sono effetti diluitivi che dovrebbero essere considerati per il calcolo dell'utile diluito per azione e pertanto quest'ultima grandezza coincide con l'utile base per azione.

Passività non correnti

28. Finanziamenti a lungo termine– 1.476 milioni di euro (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi pari a 145 milioni di euro)

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.

La voce "Prestiti obbligazionari", pari a 63 milioni di euro, si riferisce all'emissione obbligazionaria della società panamense Enel Fortuna ed è amministrata dalla Banca di New York al tasso fisso del 10,125% con maturity 2013.

La voce "Debiti verso banche" al 30 giugno 2010 (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi) si movimenta a seguito della variazione del perimetro di consolidamento per un importo pari a 171 milioni di euro e si riferisce principalmente a:

- finanziamento bancario a lungo termine pari a 37 milioni di euro a tasso fisso (34 milioni di euro al 31 dicembre 2009) verso il Banco Estado Cileno, con quota a breve pari a 2 milioni di euro;
- finanziamento bancario a lungo termine pari a 11 milioni di euro a tasso fisso (10 milioni di euro al 31 dicembre 2009) verso il Banco Industrial del Guatemala, con quota a breve pari a 0,55 milioni di euro;
- finanziamento bancario erogato dalla Banca Intesa San Paolo allo scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala pari a 88 milioni (44 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Tale finanziamento prevede un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;
- finanziamenti bancari a lungo termine, erogati tramite la formula del *project financing*, pari a complessivi 637 milioni di euro, di cui: i) 469 milioni di euro a tasso variabile (496 milioni di euro al 31 dicembre 2009) stipulati da EUFER con più di 20 istituti bancari spagnoli, tra cui finanziamenti verso la BBVA per 228 milioni di euro, verso la Caixa per 162 milioni di euro e verso Banesto per 53 milioni di euro; ii) 168 milioni di euro stipulati da Ecyr;
- finanziamenti bancari a lungo termine pari a 25 milioni di euro a tasso variabile (27 milioni di euro al 31 dicembre 2009) verso due istituti bancari greci: la NBG Bank e Emporiki Bank, con quota a breve pari a 2 milioni di euro;
- finanziamento erogato dalla BEI alla Capogruppo, pari a 177 milioni di euro (191 milioni di euro al 31 dicembre 2009) di cui quota a breve pari a 27 milioni di euro, riconosciuto a fronte di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili. Il tasso di interesse dovuto è pari all'Euribor a tre mesi, maggiorato di uno spread dello 0,25%; il piano del prestito prevede il rimborso in 22 rate costanti semestrali a partire dal mese di giugno 2006.

La voce "Debiti verso altri finanziatori" accoglie principalmente il finanziamento di circa 287 milioni di euro (250 milioni di euro al 31 dicembre 2009) per i progetti per Snyder, Smoky I e Smoky II del Nord America che si movimenta prevalentemente, a seguito del "Tax Partnership", di circa 26 milioni di euro.

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 tassi di interesse:

Milioni di euro	Valore nozionale	Saldo contabile	FV	Valore nozionale	Saldo contabile	FV	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel				
	31.12.2009			30.06.2010					2011	2012	2013	2014	Oltre
Prestiti obbligazionari:													
- tasso fisso quotate	60	60	71	63	63	73	16	47	9	19	20	0	0
Totale	60	60	71	63	63	73	16	47	9	19	20	0	0
Debiti verso banche													
- tasso fisso	44	44	52	49	49	57	3	46	3	33	1	1	8
- tasso variabile	766	762	774	933	928	988	98	830	42	105	99	88	495
Totale	810	806	826	982	977	1.045	101	876	45	138	100	89	503
Debiti verso altri finanziatori:													
- tasso fisso	241	241	240	277	277	272	22	255	13	16	16	21	189
- tasso variabile	39	39	42	41	41	43	5	36	9	4	4	3	16
Totale	280	280	282	318	318	315	27	291	22	20	20	24	205
Finanziamenti verso società correlate:													
- tasso fisso	0	0	0	20	20	20	1	19	0	0	0	0	19
- tasso variabile	100	100	99	98	98	98	0	98	0	0	9	0	89
Totale	100	100	99	118	118	118	1	117	0	0	9	0	108
TOTALE	1.250	1.246	1.278	1.481	1.476	1.551	145	1.331	76	177	149	113	816

La movimentazione del periodo del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Variazione area di consolidamento	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Altri movimenti	Valore nozionale
	31.12.2009						30.06.2010
Prestiti obbligazionari	60	(7)	0	0	10	0	63
Debiti verso banche	810	(68)	173	61	6	0	982
Finanziamenti verso altri finanziatori	280	(2)	7	0	33	0	318
Finanziamenti da società correlate	100	(442)	441	19	0	0	118
Totale indebitamento finanziario	1.250	(519)	621	80	49	0	1.481

La voce "Finanziamenti verso società correlate" accoglie il finanziamento erogato dalla società correlata Enel Finance International di 98 milioni di euro (80 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e il debito finanziario verso Enel Lease S.a.r.l. per l'operazione di lease back finanziario di 20 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e per tasso di interesse:

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	31.12.2009		30.06.2010		
Euro	880	1.069	1.064	1,93%	1,96%
Dollaro USA	312	352	352	7,00%	6,78%
Peso Chileno/UF	34	37	37	7,75%	7,75%
Altre valute	20	23	23		
Totale Valute non euro	366	412	412		
Totale	1.246	1.481	1.476		

Di seguito si evidenzia la composizione dell' "Indebitamento Finanziario netto":

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Depositi bancari e postali	211	144	67
Titoli	82	68	14
Liquidità	293	212	81
Altri crediti finanziari a breve termine e verso parti correlate	243	85	158
Debiti verso banche a breve termine	(99)	(77)	(22)
Quota corrente di debiti verso banche	(101)	(82)	(19)
Quota corrente dei prestiti obbligazionari	(16)	(13)	(3)
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori e verso parti correlate	(28)	(20)	(8)
Commercial paper	(13)	0	(13)
Altri debiti finanziari a breve termine	(2.041)	(4.336)	2.295
Indebitamento finanziario correnti	(2.298)	(4.528)	2.230
Indebitamento finanziario corrente netto	(1.762)	(4.231)	2.469
Debiti verso banche	(876)	(724)	(152)
Prestiti obbligazionari	(47)	(47)	0
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	(408)	(360)	(48)
Indebitamento finanziario non corrente	(1.331)	(1.131)	(200)
Indebitamento finanziario netto	(3.093)	(5.362)	2.269
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	98	17	81
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ENEL GREEN POWER	(2.995)	(5.345)	2.350
Passività finanziarie destinate alla vendita	47	0	47

Si segnala che i finanziamenti erogati attraverso la formula del *project financing* – pari a complessivi 637 milioni di euro al 30 giugno 2010 - vengono strutturati attraverso *special purpose vehicle* (di seguito "SPV") nei quali il Gruppo detiene generalmente la maggioranza delle quote. Tali finanziamenti obbligano le società finanziate, unitamente allo SPV, al rispetto di taluni parametri societari e finanziari. In particolare, i parametri societari comportano la facoltà per gli istituti finanziari di richiedere il rimborso anticipato dei finanziamenti in oggetto in caso di variazioni nell'azionariato di riferimento delle società finanziate e degli SPV. I parametri finanziari, invece, tipicamente dispongono:

- l'obbligo per lo SPV di rispettare determinati rapporti – generalmente 15%/85% (in taluni casi il rapporto è 10%/90 o 20%/80%) - di patrimonio netto/indebitamento finanziario;
- la possibilità per lo SPV di distribuire dividendi: i) condizionata al rispetto di un *debt service cover ratio* (ossia il rapporto tra a) i flussi di cassa attesi dal progetto finanziato in un dato anno e b) gli interessi e la quota capitale del debito in scadenza per il medesimo anno) superiore generalmente all'1,10 (in taluni casi, all'1,05 e 1,15); e ii) limitata all'ammontare delle disponibilità liquide risultanti dalla situazione contabile assoggettata a revisione contabile;
- la facoltà per gli istituti finanziari di richiedere il rimborso anticipato in caso di un *debt service cover ratio* inferiore generalmente a 1,05 (in taluni casi, inferiore a 1 e a 1,1);
- il decremento o l'incremento dei tassi di interessi applicabili ai finanziamenti in oggetto in relazione al livello di *debt service cover ratio*. In particolare, lo *spread* sul tasso di interesse di riferimento aumenta in caso di un *debt service cover ratio* superiore generalmente a 1,25 (in taluni casi all'1,4) e diminuisce nel caso opposto.

Alla data della presente relazione semestrale, tali parametri risultano rispettati e non risultano *events of default* né limitazioni all'utilizzo dei finanziamenti in oggetto.

29. Fondi rischi e oneri – 114 milioni di euro - di cui quota a breve 9 milioni di euro

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:			
- contenzioso legale	25	27	(2)
- relativi ad oneri su impianti di produzione	34	30	4
- imposte	22	11	11
- altro	23	5	18
Totale	104	73	31
Oneri per incentivo all'esodo	10	8	2
Totale fondo rischi e oneri	114	81	33

La composizione principale della voce "Fondi rischi e oneri" è riportata di seguito:

Fondo contenzioso legale – 25 milioni di euro

Il "Fondo contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altri contenziosi. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nel periodo, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

Fondi rischi relativi a oneri su impianti di produzione – 34 milioni di euro

La voce "Fondi rischi relativi a oneri su impianti di produzione" include principalmente la stima dei futuri oneri da sostenere per lo smantellamento e il ripristino degli impianti in presenza di obbligazioni legali, contrattuali o implicite, per il disinquinamento o il ripristino delle condizioni ambientali originarie nei casi in cui la propria attività ha arrecato danni all'ambiente e oneri di varia natura e per contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

La variazione della voce è imputabile, per un importo pari a 6 milioni di euro, alla variazione del perimetro di consolidamento.

Fondi rischi relativi a imposte – 22 milioni di euro

La variazione della voce "Fondi rischi relativi a imposte" è riferibile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento, per un importo pari a 8 milioni di euro.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – 10 milioni di euro

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

La variazione della voce è imputabile, per un importo pari a 2 milioni di euro, alla variazione del perimetro di consolidamento.

30. Passività finanziarie non correnti – 54 milioni di euro

Le "Passività finanziarie non correnti" accolgono esclusivamente il *fair value* dei Contratti derivati:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value	
	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2010	31.12.2009
Derivati cash flow hedge	691	374	52	21
Commodity	149	0	6	0
Interessi	542	374	46	21
Derivati trading	39	62	2	1
Cambi	0	21	0	0
Interessi	39	41	2	1
TOTALE	730	436	54	22

Con riferimento al livello di misurazione del fair value si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

31. Altre passività non correnti – 74 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Debiti canonici e contributi urbanizzazione	31	31	0
Debiti per acquisto partecipazioni	26	14	12
Risconti passivi operativi Terzi	17	18	(1)
Totale	74	63	11

I "Debiti per acquisto di partecipazioni" si riferiscono prevalentemente alla rilevazione del diritto di opzione per l'acquisto della quota azionaria della partecipata acquisita nel 2010 Maicor Wind (40%), per un importo di 14 milioni di euro, e della quota azionaria di Renovables de Guatemala detenuta dalla Simest (8,8%) per 11 milioni di euro (al 31 dicembre 2009 pari a 13 milioni di euro). La Capogruppo si è impegnata, infatti, ad acquistare dalla Simest l'intera quota di partecipazione azionaria di Renovables de Guatemala di proprietà della Simest alla data del 30 giugno 2017 (l'esercizio del diritto di tale opzione, riconosciuto reciprocamente a titolo gratuito, potrà effettuarsi a far data dal 30 giugno 2015).

Passività correnti

32. Finanziamenti a breve termine – 2.153 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro			
	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Altri debiti finanziari a breve termine	2.041	4.336	(2.295)
- di cui Gruppo Enel	1.940	4.323	(2.383)
Altri finanziamenti a breve verso banche	72	70	2
Utilizzi di linee credito revolving	27	7	20
Commercial paper	13	0	13
Totale	2.153	4.413	(2.260)

Il fair value dei finanziamenti a breve termine è sostanzialmente in linea con il loro valore contabile alla data di bilancio.

La riduzione della voce "Finanziamenti a breve termine" si riferisce principalmente alla rinuncia a credito da parte della Controllante per i rapporti intrattenuti tramite il conto corrente intersocietario (pari a 3.700 milioni di euro), parzialmente compensata dalla variazione del perimetro di consolidamento pari a 335 milioni di euro.

Inoltre, il conto corrente intersocietario si movimenta per l'operazione di riordino degli asset in Spagna (per 860 milioni di euro), per l'aumento di capitale sociale della società Renovables de Guatemala (88 milioni di euro) e per le acquisizioni delle società controllate di diritto italiano (31 milioni di euro).

33. Debiti commerciali – 596 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro			
	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Debiti commerciali	596	454	142
di cui Gruppo Enel	161	128	33
Totale	596	454	142

La voce "Debiti commerciali", pari a 596 milioni di euro, accoglie debiti verso il Gruppo Enel per un importo di 161 milioni di euro (128 milioni di euro al 31 dicembre 2009), i cui dettagli sono esposti nel paragrafo "Informativa sulle parti correlate", e presenta un incremento di 142 milioni rispetto al periodo precedente imputabile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento.

34. Debiti per imposte sul reddito – 128 milioni di euro

I "Debiti per imposte sul reddito" si riferiscono prevalentemente:

- alla Capogruppo per 98 milioni di euro di cui 66 milioni di euro sono relativi alla posizione debitoria IRES verso la Controllante Enel S.p.A. (aliquota 27,5%) trasferita alla stessa per effetto dell'adesione al regime di tassazione di Gruppo del Consolidato Fiscale Nazionale;
- alla posizione debitoria IRES (aliquota 6,5%) per 16 milioni di euro che dovrà invece essere regolata autonomamente;
- al debito stimato per IRAP (aliquota media 4,23%) per 16 milioni di euro.

35. Passività finanziarie correnti – 33 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Altri debiti finanziari	7	83	(76)
- di cui Gruppo Enel	0	83	(83)
Ratei passivi finanziari correnti	21	1	20
Contratti derivati	5	1	4
- di cui Gruppo Enel	5	1	4
Totale	33	85	(52)

La voce "Altri debiti finanziari" accoglie principalmente gli interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine periodo ed include la quota dei ratei passivi finanziari correnti pari a 17 milioni di euro e si movimenta a seguito della completa riduzione breve delle partite debitorie della Capogruppo verso il gruppo Enel.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei Contratti derivati:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value	
	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2010	31.12.2009
Derivati cash flow hedge	163	14	3	1
Commodity	7	14	1	1
Cambi	151	0	2	0
Interessi	5	0	0	0
Derivati trading	12	5	2	0
Commodity	0	5	0	0
Cambi	12	0	2	0
TOTALE	175	19	5	1

Con riferimento al livello di misurazione del fair value si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

36. Altre passività correnti – 119 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro			
	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Debiti canoni diversi e contributi di urbanizzazione	20	29	(9)
Debiti v/ personale e vs istituti previdenziali	21	22	(1)
Acconti e ratei passivi	20	14	6
Debiti tributari diversi	9	10	(1)
Altri debiti diversi	49	56	(7)
- di cui Gruppo Enel	32	33	(1)
Totale	119	131	(12)

La voce "Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione" accoglie i debiti verso gli enti locali, sedi di centrali elettriche, per contributi relativi ad opere di urbanizzazione e interventi vari sul territorio interessato alla costruzione dell'impianto e i debiti per canoni demaniali, sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi e altri canoni, dovuti a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

37. Passività possedute per la vendita – 48 milioni di euro

La voce include principalmente l'ammontare dei finanziamenti a breve termine della partecipata Enel Green Power Bulgaria che in ragione delle decisioni del management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le passività destinate a essere cedute.

38. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate:

Milioni di euro			
	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Garanzie prestate			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	49	69	(20)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- forniture varie	326	893	(567)
- appalti	127	31	96
- altro	264	0	264
Garanzie diverse a favore di istituti mutuanti	63	0	63
Totale	830	993	(163)

La voce "Impegni- forniture varie" si riferisce principalmente a contratti per forniture varie della Capogruppo, per un importo pari a 274 milioni di euro, e della partecipata Enel Green Power Romania, per 264 milioni di euro, ed a impegni assunti dalla Capogruppo per appalti per 127 milioni di euro. Inoltre, si evidenzia che la Capogruppo ha in essere impegni con la Regione Toscana relativamente al Protocollo di Intesa, siglato nel 2007 in cui Enel si impegna a favore di attività di ricerca e di innovazione tecnologica nel campo delle energie rinnovabili". Ad oggi la Regione Toscana ha autorizzato 4 progetti (Sasso 2 e Nuova Lagoni Rossi nel 2008, Chiusdino e Nuova Radicondoli Gruppo 2 nel 2009) per complessivi 72 MW a cui corrispondono impegni a carico di ENEL per complessivi 90 milioni di euro. Con riferimento alla Capogruppo, si evidenzia che al 31 dicembre 2009 la stessa rileva tra gli investimenti attività di ricerca e di innovazione tecnologica rientranti nel proprio Piano Industriale; tali attività prescindono dall'Accordo con la Regione Toscana. Gli impegni riferibili specificatamente alla Capogruppo non saranno definibili fino a quando non verrà concordato con la Regione l'elenco dettagliato delle attività da considerare idonee per gli scopi di cui sopra.

39. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate del Gruppo Enel Green Power:

- la controllante Enel S.p.A. che detiene il 100% della capogruppo Enel Green Power S.p.A.;
- le imprese controllanti di Enel S.p.A. e le loro controllate;
- le imprese sotto il comune controllo di Enel S.p.A.;
- le persone fisiche che hanno direttamente o indirettamente un potere di voto nell'impresa che redige il bilancio che conferisca loro un'influenza dominante sull'impresa;
- dirigenti con responsabilità strategiche, cioè coloro che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, della direzione e del controllo delle attività dell'impresa che redige il-bilancio, compresi amministratori e funzionari della società e gli stretti familiari di tali persone.

Il Gruppo intrattiene con le proprie correlate, rapporti di natura commerciale e finanziaria regolati alle normali condizioni di mercato.

Tali rapporti consentono l'acquisizione di vantaggi originati dall'uso di servizi e competenze comuni, dalle convenienze determinate dal l'esercizio di sinergie di gruppo e dall'applicazione di politiche unitarie nel campo finanziario.

In particolare nel corso del primo semestre del 2010, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività tra cui:

- gestione della tesoreria, del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse, dall'erogazione di finanziamenti e dal rilascio di garanzie;
- erogazione di prestazioni professionali e servizi;
- gestione di servizi comuni;
- compravendita di energia;
- compravendita di certificati verdi e bianchi.

Ai rapporti sopra descritti occorre aggiungere l'esercizio dell'opzione per il consolidato fiscale nazionale con la controllante Enel S.p.A..

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86, art. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", la Società e Enel si hanno rinnovato congiuntamente con la società controllante Enel l'opzione per il regime del "Consolidato Fiscale Nazionale" per il periodo 2010-2012, regolando conseguentemente tutti i reciproci obblighi e responsabilità.

Le tabelle di seguito riportate evidenziano i rapporti di natura economico-finanziaria e patrimoniale intrattenuti dal Gruppo con le sue parti correlate per il primo semestre 2010:

<i>Periodo chiuso al 30.06.2010</i>				
<i>(Milioni di Euro)</i>	Controllante	Correlate	Correlate	Totale
	Enel SpA	interne al	esterne al	parti
		Gruppo	Gruppo	correlate
		Enel	Enel	
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	0	107	333	440
<i>GME SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>256</i>	<i>256</i>
<i>GSE SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>47</i>	<i>47</i>
<i>Terna SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>8</i>	<i>8</i>
<i>Acquirente Unico SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>22</i>	<i>22</i>
<i>Enel Energia SpA</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Trade SpA</i>	<i>0</i>	<i>101</i>	<i>0</i>	<i>101</i>
<i>Enel Servizio Elettrico</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Distribuzione SpA</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>4</i>
Costi per materie prime e materie di consumo	0	3	9	12
<i>Enel Energia SpA</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>0</i>	<i>3</i>
<i>GME SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>6</i>
<i>Terna SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
<i>ENI</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
Costi per servizi	16	25	0	41
<i>Enel SpA</i>	<i>16</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>16</i>
<i>Enel Servizi Srl</i>	<i>0</i>	<i>15</i>	<i>0</i>	<i>15</i>
<i>Enel Produzione SpA</i>	<i>0</i>	<i>6</i>	<i>0</i>	<i>6</i>
<i>Enel Ingegneria e Innovazione SpA</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
<i>Gruppo Endesa</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
Proventi /(oneri) netti da gestione rischio commodity	0	54	0	54
<i>Enel Trade SpA</i>	<i>0</i>	<i>54</i>	<i>0</i>	<i>54</i>
Proventi Finanziari	7	0	0	7
<i>Enel SpA</i>	<i>7</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>7</i>
Oneri finanziari	24	6	0	30
<i>Enel SpA</i>	<i>6</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>6</i>
<i>Enel Finance International</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
<i>Enel SpA</i>	<i>18</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>20</i>
<i>Gruppo Endesa</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>

<i>Periodo chiuso al 30.06.2010</i>				
<i>(Milioni di Euro)</i>				
	Controllante Enel SpA	Correlate interne al Gruppo Enel	Correlate esterne al Gruppo Enel	Totale parti correlate
Crediti commerciali	4	154	8	166
<i>Enel Produzione SpA</i>	<i>0</i>	<i>113</i>	<i>0</i>	<i>113</i>
<i>Enel SpA</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>4</i>
<i>Enel Power SpA</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Distribuzione SpA</i>	<i>0</i>	<i>6</i>	<i>0</i>	<i>6</i>
<i>Enel Trade</i>	<i>0</i>	<i>20</i>	<i>0</i>	<i>20</i>
<i>Gruppo Endesa</i>	<i>0</i>	<i>12</i>	<i>0</i>	<i>12</i>
<i>GSE SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>8</i>	<i>8</i>
<i>Altre minori</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
Attività finanziarie correnti	43	216	0	259
<i>-Altri crediti finanziari</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Enel Finance International</i>	<i>0</i>	<i>124</i>	<i>0</i>	<i>124</i>
<i>Enel SpA</i>	<i>39</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>39</i>
<i>Gruppo Endesa</i>	<i>0</i>	<i>73</i>	<i>0</i>	<i>73</i>
<i>Derivati commodity</i>	<i>4</i>	<i>19</i>	<i>0</i>	<i>23</i>
Altre attività correnti	0	14	0	14
<i>Enel Trade</i>	<i>0</i>	<i>10</i>	<i>0</i>	<i>10</i>
<i>Enel France</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Gruppo Endesa</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Produzione</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
Finanziamenti a lungo termine	0	117	0	117
<i>Enel Finance International</i>	<i>0</i>	<i>98</i>	<i>0</i>	<i>98</i>
<i>Enel France</i>	<i>0</i>	<i>19</i>	<i>0</i>	<i>19</i>
<i>-di cui quota a breve</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Enel France</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
Passività Finanziarie non correnti	0	54	0	54
<i>Enel Trade</i>	<i>0</i>	<i>54</i>	<i>0</i>	<i>54</i>
Finanziamenti a breve termine	0	1.940	0	1.940
<i>Enel Finance International</i>	<i>0</i>	<i>35</i>	<i>0</i>	<i>35</i>
<i>Enel SpA conto corrente intersocietario</i>	<i>0</i>	<i>1.549</i>	<i>0</i>	<i>1.549</i>
<i>Gruppo Endesa</i>	<i>0</i>	<i>356</i>	<i>0</i>	<i>356</i>
Debiti commerciali	63	98	0	161
<i>Enel SpA</i>	<i>63</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>63</i>
<i>Enel Servizi Srl</i>	<i>0</i>	<i>29</i>	<i>0</i>	<i>29</i>
<i>Enel Factor SpA</i>	<i>0</i>	<i>37</i>	<i>0</i>	<i>37</i>
<i>Enel Produzione SpA</i>	<i>0</i>	<i>22</i>	<i>0</i>	<i>22</i>
<i>Enel Ingegneria e Innovazione SpA</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Energia SpA</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>4</i>
<i>Gruppo Endesa</i>	<i>0</i>	<i>5</i>	<i>0</i>	<i>5</i>
Debiti per imposte sul reddito	0	98	0	98
<i>Enel SpA</i>	<i>0</i>	<i>98</i>	<i>0</i>	<i>98</i>
Passività finanziarie correnti	21	5	0	26
<i>Enel SpA- ratei passivi</i>	<i>21</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>21</i>
<i>Enel Trade SpA</i>	<i>0</i>	<i>5</i>	<i>0</i>	<i>5</i>
Altre passività correnti	7	25	0	32
<i>Enel SpA</i>	<i>7</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>7</i>
<i>Enel Produzione SpA</i>	<i>0</i>	<i>22</i>	<i>0</i>	<i>22</i>
<i>altre società gruppo enel</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>0</i>	<i>3</i>

<i>Periodo chiuso al 30.06.2009</i>				
<i>(Milioni di Euro)</i>	Controllante Enel SpA	Correlate interne al Gruppo Enel	Correlate esterne al Gruppo Enel	Totale parti correlate
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	0	67	410	477
<i>GME SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>280</i>	<i>280</i>
<i>GSE SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>90</i>	<i>90</i>
<i>Terna SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>17</i>	<i>17</i>
<i>Acquirente Unico SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>23</i>	<i>23</i>
<i>Enel Trade SpA</i>	<i>0</i>	<i>60</i>	<i>0</i>	<i>60</i>
<i>Enel Energia SpA</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Servizio Elettrico</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Distribuzione SpA</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>4</i>
<i>Altre minori</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
Costi per materie prime e materie di consumo	0	1	5	6
<i>Enel Energia SpA</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>GME SpA - acquisto energia</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>4</i>
<i>Terna SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>1</i>
Costi per servizi	28	24	0	52
<i>Enel SpA</i>	<i>28</i>	<i>13</i>	<i>0</i>	<i>41</i>
<i>Enel Servizi Srl</i>	<i>0</i>	<i>8</i>	<i>0</i>	<i>8</i>
<i>Enel Ingegneria e Innovazione SpA</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Hydro Dolomiti Enel srl</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Sfera</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Energia SpA</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>GSE SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Terna SpA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Proventi /(oneri) netti da gestione rischio commodity	(2)	49	0	47
<i>Enel Trade SpA + Enel SpA</i>	<i>(2)</i>	<i>49</i>	<i>0</i>	<i>47</i>
Proventi Finanziari	3	0	0	3
<i>Enel SpA - derivati interessi/cambi</i>	<i>3</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3</i>
Oneri finanziari	49	4	0	53
<i>Enel SpA</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
<i>Enel SpA - interessi passivi</i>	<i>47</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>47</i>
<i>Enel Finance International</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>4</i>

Al 31.12.2009 (Milioni di Euro)	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al gruppo Enel	Correlate esterne al gruppo Enel	Totale parti correlate
Crediti commerciali	2	202	26	230
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>83</i>	<i>0</i>	<i>83</i>
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>39</i>	<i>0</i>	<i>39</i>
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>78</i>	<i>0</i>	<i>78</i>
<i>Altre società gruppo Enel</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
<i>Acquirente Unico S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>8</i>	<i>8</i>
<i>GSE S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>18</i>	<i>18</i>
Attività finanziarie correnti	0	154	0	154
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>75</i>	<i>0</i>	<i>75</i>
<i>Enel Finance International S.A.</i>	<i>0</i>	<i>79</i>	<i>0</i>	<i>79</i>
Altre attività correnti	0	16	0	16
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>16</i>	<i>0</i>	<i>16</i>
Finanziamenti a lungo termine	0	100	0	100
<i>Enel Finance International S.A.</i>	<i>0</i>	<i>80</i>	<i>0</i>	<i>80</i>
<i>Enel Lease S.a.r.l.</i>	<i>0</i>	<i>20</i>	<i>0</i>	<i>20</i>
Passività finanziarie non correnti	13	0	0	13
Finanziamenti a breve termine	4.275	48	0	4.323
<i>Enel Finance International S.A.</i>	<i>0</i>	<i>48</i>	<i>0</i>	<i>48</i>
Debiti commerciali	42	86	0	128
<i>Enel Servizi S.r.l.</i>	<i>0</i>	<i>26</i>	<i>0</i>	<i>26</i>
<i>Enel Factor S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>33</i>	<i>0</i>	<i>33</i>
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>17</i>	<i>0</i>	<i>17</i>
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>4</i>
<i>Enel Servizio Elettrico S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Altre minori</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>0</i>	<i>3</i>
Debiti per imposte sul reddito	127	0	0	127
Passività finanziarie correnti	82	1	0	83
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
Altre passività correnti	8	25	0	33
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	<i>0</i>	<i>21</i>	<i>0</i>	<i>21</i>
<i>Enel Finance International S.A.</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Enel Servizi S.r.l.</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Altre società del gruppo Enel</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>

La società controllante Enel S.p.A.

I rapporti con la controllante Enel S.p.A. riguardano principalmente i) la centralizzazione presso la capogruppo di alcune funzioni di carattere generale inerenti alle attività di finanza, legali, personale, segreteria societaria, amministrazione pianificazione e controllo relativi ad Enel Green Power e alle sue controllate; ii) i servizi di direzione e coordinamento svolti dalla capogruppo Enel S.p.A. nei confronti di Enel Green Power e delle sue controllate.

Parti correlate interne al Gruppo Enel S.p.A.

I rapporti più significativi con le società controllate da Enel S.p.A. riguardano:

- Enel Trade S.p.A.: vendita di energia e di certificati verdi da Enel Green Power S.p.A. ad Enel Trade S.p.A. e gestione del rischio su commodity effettuata da Enel Trade S.p.A. per le società del Gruppo Enel;
- Enel Distribuzione S.p.A.: vendita di certificati bianchi da Enel Si ad Enel Distribuzione S.p.A.;
- Enel Produzione S.p.A.: vendita di energia da Enel Green Power S.p.A. ad Enel Produzione S.p.A. e la prestazione di servizi di teleconduzione degli impianti idroelettrici ed eolici, mantenimento in sicurezza delle dighe, e manutenzione degli impianti idroelettrici svolti da Enel Produzione S.p.A. per Enel Green Power S.p.A.;
- Enel Servizi S.r.l.: gestione dei servizi di approvvigionamento, gestione degli spazi, servizi amministrativi, di ristorazione e di gestione del parco macchine svolti da Enel Servizi S.r.l. per Enel Green Power S.p.A.;
- Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.: servizi consulenziali e gestione tecnica dei progetti relativi alla costruzione di nuovi impianti svolta da Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A. per Enel Green Power S.p.A. e le società del Gruppo;
- Enel Finance International B.V.: erogazione di finanziamenti ad Enel Green Power S.p.A. e alle società del Gruppo.
- Società al interno del sugruppo ENDESA: gestione di servizi amministrativi, di fornitura di software e hardware e di compravendita di energia per il Subgruppo Enel Green Power España.

Parti correlate esterne al Gruppo Enel S.p.A.

In quanto operatore nel campo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili Enel Green Power vende energia elettrica ed usufruisce di servizi di distribuzione e trasporto per un certo numero di società controllate dallo Stato (azionista del Gruppo Enel S.p.A.).

I rapporti con le imprese possedute o controllate dallo Stato riguardano principalmente:

- Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.
- Gestore del Servizio Elettrico S.p.A.
- Acquirente Unico S.p.A.

40. Passività e attività potenziali

Controversie connesse ad imposte

Allo stato, oltre a quelli in essere, potrebbero sorgere nuovi contenziosi relativamente all'imposta comunale sugli immobili.

Con l'articolo 1 – quinquies del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – “recante disposizioni urgenti in materia di enti locali” – aggiunto in sede di conversione, dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'articolo 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche “nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti ad esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso”.

Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13/07/06, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1-quinquies citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.

Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna ed ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono quelli di seguito evidenziati:

- rilevanza del valore delle “turbine” nella valutazione catastale degli impianti;
- possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte dall'Enel.

Nella sentenza è stato, altresì, affermato che “... il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici ... anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'articolo 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939” e non solo per centrali elettriche.

Si segnala che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione e la Sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito.

Enel Green Power S.p.A., pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continuerà a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, provvedendo all'adeguamento del Fondo rischi ed oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti.

Non ha però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e dei Comuni.

41. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del semestre

Accordo di collaborazione con Sharp

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell'intera catena del valore del fotovoltaico, in data 4 gennaio Enel Green Power ha firmato con Sharp Corporation ("Sharp") e STMicroelectronics N.V. ("STM") un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà localizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. La fabbrica avrà inizialmente una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici pari a 160 MW, che potrà essere incrementata nel corso dei prossimi anni fino a 480 MW all'anno. È previsto che la produzione dei pannelli sia avviata all'inizio del 2011. Inoltre, nel centro di ricerca sito in Catania, Enel Green Power e Sharp stanno conducendo sperimentazioni sulla tecnologia solare a concentrazione.

In data 1° luglio 2010 Enel Green Power Spa ha costituito la società IPP NEWCO Solar Srl versando interamente il capitale sociale pari a 10.000 euro; tale costituzione rientrava nell'accordo sottoscritto tra Enel Green Power e Sharp che prevedeva la creazione di una joint venture paritetica con l'obiettivo di sviluppare entro il 2016 nuovi campi fotovoltaici, per una capacità installata totale di circa 500 MW nella regione mediterranea, utilizzando i pannelli prodotti nell'impianto di Catania.

In ottemperanza alle previsioni del predetto accordo in data 22 luglio 2010 Sharp ha acquisito il 50% della Società che ha contestualmente assunto la denominazione di Enel Green Power & Sharp Solar Energy S.r.l.

Acquisizione di società in Grecia

Nel mese di luglio Enel Green Power Hellas ha acquistato da Endesa Hellas Power Generation, per un corrispettivo di 20 milioni di euro, l'impianto eolico di Martino Eolian con una capacità eolica installata di 6 MW e i seguenti 3 impianti mini-hydro:

- Argyri con una capacità installata di 6,4 MW;
- Kastaniotiko con una capacità installata di 2MW;
- Pougakia con una capacità installata di 1MW.

Per l'acquisizione di tali società è stato deliberato un incremento di capitale pari Euro 20 milioni.

ALLEGATI

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 30 giugno 2010

Sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel Green Power S.p.A. 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 metodo integrale al 30.06.2010 ⁽¹⁾

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 30.06.2010					
Controllante:								
Enel Green Power Spa	Roma	Italia	Holding industriale	1.000.000.000	Euro	Enel Spa	100,00%	
Controllate:								
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	244.532.298	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel.si S.r.l.	Roma	Italia	Impiantistica e servizi energetici	5.000.000	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia Eolica S.r.l.	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.840.000	Euro	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%
Geotermica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Cordoba oro Nicaraguensi	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%
Enel Green Power Portoscuso S.r.l.(già Portoscuso Energia Srl)	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Consorzio Sviluppo Solare	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	Euro	Enel.si - Servizi integrati Srl	70,00%	70,00%
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%
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 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%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 13	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, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 14	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, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 15	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, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 16	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, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 17	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, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 18	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, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 19	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	128.000.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Blue Energy Srl	Tulcea	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Nuovo leu Rumeno	Blue Line Impex Srl	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.121.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Crete SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	3.093.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Rhodes SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	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, trading di energia nel settore elettrico	10.455.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	8.032.200	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
International Wind Power SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	6.615.300	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					
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%
Hydro Constructional SA	Maroussi	Grecia	Ingegneria nel settore elettrico, trading di energia e servizi nel settore energetico	4.230.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	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%
Aioliko Voskero SA	Heraklion, Crete	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%
Enel Green Power France Sas	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.200.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France 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 FranceEnel Green Power France 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 FranceEnel Green Power France 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	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	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Parigodière Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France 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	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	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	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	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	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					
Parc Eolien de Thire Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France 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	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	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	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	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		50	Dollaro statunitense	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Latin America B.V.	Amsterdam	Olanda		244.450.298	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Wind Park of West Ktenias S.A		Grecia		60.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Park of Korifao of S.A		Grecia		60.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Puglia S.r.l.(già Italgest Wind)	Melissano (LE)	Italia	Realizzazione impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power TSS S.r.l. (già Anemos 1 S.r.l.)	Melissano (LE)	Italia	Realizzazione impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Enel Green Power Puglia SpA	100,00%	100,00%
ENEL GREEN POWER ESPAÑAS.A.	Siviglia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	11.153	Euro	Enel Green Power International BV	60,00%	60,00%
Energias de La Mancha, S.A.	Villarta de San Juan (Cuidad Real)	Spagna	BIOMASA	280.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	68,42%	68,42%
Unelco Cog. Sanitarias del Archipielago, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	COG	1.202.020	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Aguilon 20 S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	1.693.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	51,00%	51,00%
Eólica Valle del Ebro, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	5.559.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,50%	50,50%
Eolicas de Agaete, S.L.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	240.400	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	80,00%	80,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 30.06.2010					
Eólicas de Fuencaliente, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	216.360	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	55,00%	55,00%
Eólicos de Tirajana, A.I.E.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	0	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	60,00%	60,00%
Eólica del Noroeste	La Coruña	Spagna	EÓLICA	36.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	51,00%	51,00%
Explotaciones Eólicas de Escucha, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	3.505.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	70,00%	70,00%
Explotaciones Eólicas del Puerto, S.A.	Teruel	Spagna	EÓLICA	3.230.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	73,60%	73,60%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	4.200.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	90,00%	90,00%
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	5.488.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	70,00%	70,00%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	8.047.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	90,00%	90,00%
Fisterra Eólica, S.L.	La Coruña	Spagna	EÓLICA	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
P.E. Carretera de Arinaga, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	1.007.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	80,00%	80,00%
P.E. Montes de las Navas, S.A.	Madrid	Spagna	EÓLICA	6.540.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	55,50%	55,50%
Paravento, S.L.	Lugo	Spagna	EÓLICA	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	90,00%	90,00%
Parque Eólico de Aragón, A.I.E.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	601.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	80,00%	80,00%
Parque Eólico de Barbanza, S.A.	La Coruña	Spagna	EÓLICA	3.606.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	63,43%	63,43%
Parque Eólico de Enix, S.A.	Sevilla	Spagna	EÓLICA	3.005.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	95,00%	95,00%
Parque Eólico de Santa Lucía, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	901.500	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	65,67%	65,67%
Parque Eólico Finca de Mogan, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	3.810.340	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	90,00%	90,00%
Parque Eólico Punta de Teno, S.A.	Tenerife	Spagna	EÓLICA	528.880	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	52,00%	52,00%
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	Soria	Spagna	EÓLICA	7.193.970	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	58,00%	58,00%
Planta Eólica Europea, S.A.	Sevilla	Spagna	EÓLICA	1.199.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	56,12%	56,12%
Productora Regional de Energías Renovables	Valladolid	Spagna	EÓLICA	711.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	85,00%	85,00%
Proyectos Eólicos Valencianos, S.A.	Valencia	Spagna	EÓLICA	2.550.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Eólicos Touriñan, S.A.	La Coruña	Spagna	EÓLICA	601.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Prorener I, S.A.	Valladolid	Spagna	EÓLICA	61.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Prorener II, S.A.	Valladolid	Spagna	EÓLICA	60.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	75,00%	75,00%
Prorener III, S.A.	Valladolid	Spagna	EÓLICA	60.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	75,00%	75,00%
Eólica de la Cuenca Central Asturiana, S.L.	Asturias	Spagna	EÓLICA	30.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	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					
Guadarranque Solar 1 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 2 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 3 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 6 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 7 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 8 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 9 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 10 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 11 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 12 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 13 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 14 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 15 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 16 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 17 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 18 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 19 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Concentrasolar, S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	10.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar, S.L.	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	51,00%	51,00%
Energías de Aragón II	Zaragoza	Spagna	MINIH	18.500.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Energías de Graus, S.L.	Barcelona	Spagna	MINIH	1.298.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	66,67%	66,67%
Balear de Trituracions S.L.	Palma de Mallorca	Spagna	RSU			Tirme, S.A.	52,00%	20,80%
Mac Insular S.L.	Palma de Mallorca	Spagna	RSU			Tirme, S.A.	40,00%	20,00%
Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	Portogallo	Portogallo	CARTERA	750.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Enerviz - Produção de Energia de Vizela, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	673.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Enercampo - Produção de Energia, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	249.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
CTE - Central Termoeléctrica do Estuário, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	564.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	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					
Enernisa - Produção de Energia, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	249.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Parque Eólico do Alto da Vaca, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	125.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	75,00%	65,00%
Parque Eólico de Gevancas, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
EOL Verde Energia Eólica, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	75,00%	75,00%
Empreendimentos Eólicos do Douro, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Empreendimento Eólico de Viade, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	80,00%	80,00%
Biowatt - Recursos Energéticos, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
Parque Eólico do Vale do Abade, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
Empreendimento Eólico do Rego, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
Eolcinf - Produção de Energia Eólica, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
EolFlor - Produção de energia Eólica, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
SEALVE - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Carvemagere - Manutenção e Energias Renováveis, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	85.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	65,00%	65,00%
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversão de Energia, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	55,00%	55,00%
Companhia Térmica Ponte da Pedra, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Companhia Térmica Ribeira Velha, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
Colina Produção Energia Eléctrica, LDA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
HidroRibeira - Emp. Hídricos e Eólicos LDA	Portogallo	Portogallo	MINIH	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
Companhia Térmica Lusol, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Campos Recursos Energéticos, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Enercor Produção de Energia, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portug	70,00%	35,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 30.06.2010					
Companhia Térmica Beato, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	65,00%	32,50%
Companhia Térmica Hectare, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	60,00%	30,00%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Soternix Produção de Energia, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	51,00%	25,50%
Companhia Térmica Tagol, LDA	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Atelgen Produção Energia, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	51,00%	25,50%
Parque Eólico Moinhos do Céu, SA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
Colina Produção Energia Eléctrica, LDA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	Parque Eólico Moinhos do Céu, SA	90,00%	50,00%
HidroRibeira - Emp. Hídricos e Eólicos LDA	Portogallo	Portogallo	MINIH	n/d	Euro	Parque Eólico Moinhos do Céu, SA	90,00%	50,00%
Empreendimentos Eólicos Serra do Sicó, SA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	52,38%	26,19%
PP Cogeração, SA	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
Colina Produção Energia Eléctrica, LDA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	PP Cogeração, SA	10,00%	50,00%
HidroRibeira - Emp. Hídricos e Eólicos LDA	Portogallo	Portogallo	MINIH	n/d	Euro	PP Cogeração, SA	10,00%	50,00%
Hidrivis, SA	Portogallo	Portogallo	MINIH	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	67,00%	33,50%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power SpA	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%
Enerlive Srl	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.520.000	Euro	Maicor Wind Srl	100,00%	100,00%
Altomonte FV Srl	Catanzaro	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power SpA	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%

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(3) 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 possedute da Enel North America Inc. incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2010 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 30.06.2010					
Controllante:								
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		50	Dollaro statunitense	Enel Green Power International BV	100,00%	
Controllate:								
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.		10.500	Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Asotin Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aziscohos Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.		-		Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.		-		Beaver Valley Holdings Ltd.	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings Ltd.	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.		2	Dollaro statunitense	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.		30	Dollaro statunitense	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Black River Hydro Assoc.	New York	U.S.A.		-		(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
BP Hydro Associates	Boise (Idaho)	U.S.A.		-		Chi Idaho Inc.	68,00%	100,00%
BP Hydro Associates						Chi Magic Valley Inc.	32,00%	
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	U.S.A.		-		BP Hydro Associates	75,92%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership						Fulcrum Inc.	24,08%	
Bypass Limited	Boise (Idaho)	U.S.A.		-		El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Essex Company	100,00%	100,00%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	100,00%
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	U.S.A.		-		Hydro Development Group Inc.	50,00%	100,00%
(Cataldo) Hydro Power Associates						Chi Black River Inc.	50,00%	
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Acquisitions II Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada		1.757.364	Dollaro	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Dexter Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Finance LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		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 Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada		6.834.448	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Magic Valley Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Mountain States Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi S. F. LP	Montreal (Quebec)	Canada		-		Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	100,00%
Chi Universal Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Western Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.		110.000	Dollaro statunitense	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Mountain States Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		130	Dollaro statunitense	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		200	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	95,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast Inc.						Gauley River Power Partners LP	5,00%	
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	80,00%	80,00%
Copenhagen Associates	New York (New York)	U.S.A.		-		Hydro Development Group Inc.	50,00%	99,00%
Copenhagen Associates						Chi Dexter Inc.	49,00%	
Crosby Drive Investments Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Asotin Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Padoma Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.				Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Olympe Inc.	82,50%	100,00%
El Dorado Hydro						Motherlode Hydro Inc.	17,50%	
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada		16.251.021	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Essex Company	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		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 Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Washington DC LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	U.S.A.		1.003	Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Mountain States Inc.	100,00%	100,00%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Essex Company	100,00%	100,00%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.		-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	U.S.A.		-		Gauley River Management Corporation	100,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Inc.	Montreal (Quebec)	Canada		7.587.320	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Quebec)	Canada		-		Hydrodev Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	U.S.A.		12	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.		5.000	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Essex Company	92,50%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP						Crosby Drive Investments Inc.	7,50%	
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Lower Saranac Corporation	New York (new York)	U.S.A.		2	Dollaro statunitense	Twin Saranac Holdings LLC	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					
Lower Saranac Hydro Partners	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Lower Saranac Corporation	100,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	U.S.A.		-		Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Minnewawa Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Missisquoi Associates	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	1,00%	
Missisquoi Associates						Sheldon Springs Hydro Associates LP	99,00%	100,00%
Motherlode Hydro Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.		-		Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
NeWind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada		578.192	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Quebec)	Canada		15	Dollaro canadese	Hydrodev Inc.	66,66%	66,66%
Olympe Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Ottawaquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Pyrites Associates	New York (New York)	U.S.A.		-		Hydro Development Group Inc.	50,00%	100,00%
Pyrites Associates						Chi Dexter Inc.	50,00%	
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Ruthon Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
SE Hazelton A. LP	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Bypass Limited	100,00%	100,00%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.		-		Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.		-		Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	U.S.A.		-		Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
St.-Felicien Cogeneration	Montreal (Quebec)	Canada		-		Chi S.F. LP	96,00%	96,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 30.06.2010					
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		8.200	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	U.S.A.		250	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
TKO Power Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Triton Power Company	New York (New York)	U.S.A.		-		Chi Highfalls Inc.	2,00%	100,00%
Triton Power Company						Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	U.S.A.		-		Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	51,00%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		10	Dollaro statunitense	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	U.S.A.		300	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	U.S.A.		-		Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
San Juan Mesa Wind Project II, LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.				Padoma Wind Power, LLC	100,00%	100,00%
Padoma Wind Power, LLC	Los Angeles (California)	U.S.A.				EGP Padoma Holding Company, Inc.	100,00%	100,00%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.				Padoma Wind Power, LLC	100,00%	100,00%
Garden Heights Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.				San Juan Mesa Wind Project II, LLC	100,00%	100,00%

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(3) 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 possedute da Enel Latin America B.V. incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 31.12.2009 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 30.06.2010					
Controllante:								
Enel Latin America B.V.	Amsterdam	Olanda		244.450.298	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Controllate:								
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile		21.216.846	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Conexion Energetica Centroamericana El Salvador SA de CV	San Salvador	El Salvador		7.950.600	Colon salvadoregno	Grupo EGI SA de cv	40,86%	100,00%
Conexion Energetica Centroamericana El Salvador SA de CV						Enel Latin America BV	59,14%	
Empresa Electrica Panguipulli SA	Santiago	Cile		14.053.147	Peso cileno	Energia Alerce Ltda	0,01%	100,00%
Empresa Electrica Panguipulli SA						Enel Chile Ltda	99,99%	
Empresa Electrica Puyehue SA	Santiago	Cile		11.169.752.000	Peso cileno	Energia Alerce Ltda	0,10%	100,00%
Empresa Electrica Puyehue SA						Enel Chile Ltda	99,90%	
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile		-		Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile		419.400.000	Real brasiliano	Enel Green Power International BV	0,01%	100,00%
Enel Brasil Participações Ltda						Enel Latin America BV	99,99%	
Enel Chile Ltda	Santiago	Cile		15.414.240.752	Peso cileno	Hydromac Energy BV	0,01%	100,00%
Enel Chile Ltda						Energia Alerce Ltda	99,99%	
Enel de Costa Rica SA	San José	Costa Rica		30.000.000	Colon costaricano	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Enel de Costa Rica SA								
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama		100.000	Dollaro statunitense	Enel Panama SA	50,06%	50,06%
Enel Guatemala SA	Guatemala	Guatemala		5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Green Power International BV	2,00%	100,00%
Enel Guatemala SA						Enel Latin America BV	98,00%	
Enel Panama SA	Panama	Repubblica di Panama		3.000	Dollaro statunitense	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile		1.242.000	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	100,00%
Enelpower do Brasil Ltda						Enel Latin America BV	0,01%	
Energia Alerce Ltda	Santiago	Cile		1.000.000	Peso cileno	Hydromac Energy BV	99,90%	100,00%
Energia Alerce Ltda						Enel Latin America BV	0,10%	
Energia Global de Mexico (ENERMEX) SA de cv	Città del Messico	Messico		50.000	Peso messicano	Enel Latin America BV	99,00%	99,00%
Energia Global Operaciones SA	San José	Costa Rica		10.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica 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					
Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de cv	Città del Messico	Messico		5.339.650	Peso messicano	Enel Latin America BV	99,99%	100,00%
Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de cv						Enel Guatemala SA	0,01%	
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala		16.261.697	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV	99,00%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda						Enel Guatemala SA	1,00%	
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala		5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV	99,00%	100,00%
Generadora Montecristo SA						Enel Guatemala SA	1,00%	
Geotermica del Norte SA	Santiago	Cile		-		Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Grupo EGI SA de cv	San Salvador	El Salvador		3.448.800	Colon salvadoreño	Enel Green Power International BV	0,01%	100,00%
Grupo EGI SA de cv						Enel Latin America BV	99,99%	
Hidroelectricidad del Pacifico Srl de cv	Città del Messico	Messico		30.890.636	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	99,99%	99,99%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda		18.000	Euro	Enel Latina America BV	100,00%	100,00%
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	Città del Messico	Messico		308.628.665	Peso messicano	Enel Green Power International BV	0,01%	100,00%
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv						Enel Latin America BV	99,99%	
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile		82.974.476	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Mexicana de hidroelectricidad Mexhidro Srl de cv	Città del Messico	Messico		181.727.301	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	99,99%	99,99%
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica		9.709.200	Dollaro statunitense	Enel de Costa Rica SA	49,00%	49,00%
Operacion Y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica		30.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	85,00%	85,00%
P.H. Chucas SA	San José	Costa Rica		100.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	28,57%	100,00%
P.H. Chucas SA						Inversiones Eólicas La Esperanza SA	71,43%	
P.H. Don Pedro SA	San José	Costa Rica		100.001	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	33,44%	33,44%
P.H. Guacimo SA	San José	Costa Rica		50.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	40,00%	40,00%
P.H. Rio Volcan SA	San José	Costa Rica		100.001	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	34,32%	34,32%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile		29.556.576	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Primavera Energia SA								
Provedora de Electricidad de Occidente Srl de cv	Città del Messico	Messico		89.707.135	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	99,99%	99,99%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile		12.148.512	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala		1.118.466.700	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV	40,35%	91,22%
Renovables de Guatemala SA						Enel Green Power SpA	50,86%	
Renovables de Guatemala SA						Enel Guatemala SA	0,01%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 30.06.2010					
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile		33.969.032	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala		30.948.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV	75,00%	75,00%
Vale Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile		18.589.344	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(3) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50% Enel Latin America LLC 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 incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 30 giugno 2010.

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 30.06.2010					
Controllante:								
Enel Union Fenosa Renovables SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32.505.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	30,00%
Controllate:								
Parque Eólico de A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.857.586	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	50,00%	15,00%
APROVECHAMIENTOS ELÉCTRICOS S.A.	Madrid	Spagna	(vuoto)	420.705	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Aridos Energias Especiales SL	Villalbilla	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	41,05%	12,32%
Azucarera Energias SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	570.600	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	40,00%	12,00%
Barbao S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	284.879	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Boiro Energia SA	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	40,00%	12,00%
Cogeneracion del Noroeste SL	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	40,00%	12,00%
Depuracion Destilacion Reciclaje SL	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	40,00%	12,00%
Energía Termosolar de los Monegros SL	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	400.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	80,00%	24,00%
Energias Ambientales de Somozas SA	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.250.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	45,26%	13,58%
Energias Ambientales EASA SA	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.491.460	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	33,34%	10,00%
Energias Especiales Alcohólicas SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	232.002	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	82,33%	24,70%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	120.400	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	50,16%	15,04%
Energias Especiales de Careon SA	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	270.450	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	77,00%	23,10%
Energias Especiales de Extremadura SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	78,34%	23,50%
ENERGÍAS ESPECIALES DE GATA, S.L.	Badajoz	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
ENERGÍAS ESPECIALES DE PADUL, S.L.	Madrid	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Energias Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	963.300	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	80,00%	24,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energias Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.722.600	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Energias Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.635.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	50,00%	15,00%
Energias Especiales del Noroeste SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.812.040	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Energias Especiales Montes Castellanos SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.241.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
ENERGÍAS ESPECIALES MONTES DE ANDALUCÍA, S.L.	Siviglia	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
ENERGÍAS ESPECIALES SANTA BARBARA, S.L.	Badajoz	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Energias Especiales Valencianas SL	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Energias Renovables Montes de San Sebastián SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.305.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Eólica del Cordal de Montouto SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Eólica el Molar SL	Fuente Alamo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.235.300	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Eólica Galaico Asturiana SA	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	64.999	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
EUFER - Energias Especiais de Portugal, Unipessoal LDA	Lapa (Lisbona)	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
EUFER Operación SL (già EUFER Comercializadora SL)	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.653.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Sociedad Gallega de Cogeneracion SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.803.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	40,00%	12,00%
Parque Eólico Cabo Villano SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.625.792	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Parque Eólico Corullón SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Parque Eólico de Malpica SA	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	950.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	35,41%	10,63%
Parque Eólico de Padul	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	552.920	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	82,00%	24,60%
Parque Eólico Montes de las Navas SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.540.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	20,00%	6,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico Sierra del Merengue SL	Cáceres	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	50,00%	15,00%
Prius Enerólica SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.600	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Promociones Energeticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.020	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	50,00%	15,00%
Proyectos Universitarios de Energias Renovables SL	Alicante	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	180.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	33,34%	10,00%
Punta de las Olas Eólica Marina S.L.	La Coruna	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Punta de Lens Eólica Marina S.L.	La Coruna	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	100,00%	30,00%
Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.507.500	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	96,00%	28,80%
Ufefys SL	Aranjuez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	40,00%	12,00%
Vientos del Noroeste SA	Bajo Leòn	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	420.710	Euro	Enel Union Fenosa Renovables SA	99,74%	29,92%
Andaluzá Energíá de Solar Primera, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	60,80%	18,24%
Andaluzá Energíá de Solar Tercera, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	60,00%	18,00%
Andaluzá Energíá de Solar Cuarta, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	60,40%	18,12%
Andaluzá Energíá de Solar Quinta, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	60,00%	18,00%
Energías Especiales de Andalucía, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	24,00%
Energías Ambientales de Novo, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.480.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,33%	10,00%
Energías Ambientales de Vimianzo, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.240.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,33%	10,00%
Socedat Eólica de L' Enderrocada, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.733.650	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	26,67%	8,00%
Eufer Caetano Energias Renovaveis, LDA		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	51,00%	15,30%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:								
ENEL GREEN POWER ESPAÑAS.A.	Siviglia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	11.153	Euro	Enel Green Power International BV	60,00%	60,00%
Controllate:								
Biogas El Garraf, U.T.E.	Barcelona	Spagna	BIOGAS	3.005	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Energías Alternativas del Sur, S.L.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	301.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Eólicas de Tenerife, A.I.E.	Tenerife	Spagna	EÓLICA	210.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Parque Eólico A Capelada, A.I.E.	La Coruña	Spagna	EÓLICA	2.929.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Sociedad Eólica El Puntal, S.L.	Sevilla	Spagna	EÓLICA	1.643.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Sociedad Eólica Los Lances, S.A.	Cádiz	Spagna	EÓLICA	1.202.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Mac Insular Segunda S.L.	Palma de Mallorca	Spagna	RSU			Tirme, S.A.	50,00%	26,00%
T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	Portogallo	Portogallo	CARTERA	3.750.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%

Elenco delle imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 30 giugno 2010.

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Energias de Villarrubia SL	Barcelona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	10,00%
Enerlasa SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.021.700	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	45,00%	22,50%
Sotavento Galicia S.A.	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,00%	9,00%
Tirmadrid, S.A.	Valdemingómez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.828.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,64%	9,32%
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%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parc Eolien de la Vallière Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	49,00%	49,00%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	169.000	Euro	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%
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%
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%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Korfouvouni 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Trade Wind Energy LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili			Enel Kansas LLC	45,00%	45,00%
Energía de La Loma, S.A.	Jaen	Spagna	BIOMASA	4.450.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%
Calizas Elycar, S.L.	Huesca	Spagna	COG	1.803.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	25,00%	25,00%
Cogeneración Eurohuevo, A.I.E.	Barcelona	Spagna	COG	2.606.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Confirel, A.I.E.	Girona	Spagna	COG	30.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Energetica de Rossello, A.I.E.	Barcelona	Spagna	COG	3.606.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Erfei, A.I.E.	Tarragona	Spagna	COG	720.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	42,00%	42,00%
Garofeica, S.A.	Barcelona	Spagna	COG	721.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Oxagesa, A.I.E.	Teruel	Spagna	COG	6.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	33,33%	33,33%
Puignerel, A.I.E.	Barcelona	Spagna	COG	11.299.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	25,00%	25,00%
Rofeica d'Energia, S.A.	Barcelona	Spagna	COG	1.983.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Sati Cogeneracio, A.I.E.	Barcelona	Spagna	COG	66.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,50%	27,50%
Urgell Energía, S.A.	Lleida	Spagna	COG	601.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	Soria	Spagna	EÓLICA	13.222.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	35,63%	35,63%
Consorcio Eólico Marino de Trafalgar	Cádiz	Spagna	EÓLICA	200.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Corporación Eólica Zaragoza, S.L.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	2.524.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	25,00%	25,00%
Eólicas de Lanzarote, S.L.	Arrecife de Lanzarote	Spagna	EÓLICA	1.758.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eólicos de Fuerteventura, A.I.E.	Fuerteventura	Spagna	EÓLICA	0	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%
Eólica del Principado	Oviedo	Spagna	EÓLICA	90.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%
Explotaciones Eolicas de Aldehuelas, S.L.	Oviedo	Spagna	EÓLICA	481.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	47,50%	47,50%
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A.	Oviedo	Spagna	EÓLICA			Explotaciones Eolicas de Aldehuelas, S.L.	60,80%	28,88%
Hidroeléctrica de Oulol, S.L.	Lugo	Spagna	EÓLICA	1.608.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Parc Eolic Els Aligars, S.L.U	Barcelona	Spagna	EÓLICA	1.313.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Parc Eolic La Tossa-La Mola, S.L.U.	Barcelona	Spagna	EÓLICA	1.183.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	3.065.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	1.503.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Sociedad Eolica de Andalucía, S.A. (SEASA)	Sevilla	Spagna	EÓLICA	4.508.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	46,67%	46,67%
Serra Do Moncoso-Cambas, S.L.	La Coruña	Portogallo	EÓLICA	3.125.000	Euro	Eolicos Touriñan, S.A.	100,00%	49,00%
Central hidroelectrica Gúejar Sierra, S.A.	Sevilla	Spagna	MINIH	364.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	33,30%	33,30%
Hidroeléctrica del Piedra, S.L.	Zaragoza	Spagna	MINIH	160.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	25,00%	25,00%
Minicentral Canal Imperial Gallur, S.L.	Zaragoza	Spagna	MINIH	1.820.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	36,50%	36,50%
Tirme, S.A.	Palma de Mallorca	Spagna	RSU	7.663.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%
Green Fuel Corporación, S.A.	Santander	Spagna	BIOCOM	121.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	16,51%	16,51%
Empreendimentos Eólicos da Alvadia, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	1.150.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	48,00%	48,00%
Fábrica do Arco - Recursos Energéticos, S.A.	Portogallo	Portogallo	COG	500.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	50,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico Serra da Capucha, Sa	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	50,00%	50,00%
POWERCER - Sociedade de Cogeração de Vialonga, S.A.	Portogallo	Portogallo	COG	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	30,00%	30,00%
Enerlousado Recursos Energéticos, LDA	Portogallo	Portogallo	COG	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	50,00%	50,00%
ENEOP - Eólicas de Portogallo, SA	Portogallo	Portogallo	COG	25.248.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	9,80%	9,80%
EEVM	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	0	Euro	EOL Verde Energia Eólica, S.A.	50,00%	50,00%
ENEOP2	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	0	Euro	ENEOP - Eólicas de Portogallo, SA	20,00%	20,00%
Companhia Térmica Mundo Têxtil, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	10,00%	5,00%
Companhia Térmica Serrado, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	49,00%	24,50%
Feneralt Produção Energia, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	25,00%	12,50%
Enerlousado Recursos Energéticos, LDA	Portogallo	Portogallo	COG	5.000	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	50,00%	25,00%
Parque Eólico Serra da Capucha, Sa	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	50,00%	25,00%
ENEOP - Eólicas de Portogallo, SA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	9,80%	4,90%
ENEOP2- Exploração de Parques Eólicos, SA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	ENEOP - Eólicas de Portogallo, SA	20,00%	10,00%
Papeleira Portuguesa, SA	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	4,02%	2,01%