

Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2011



Enel
Relazione finanziaria
semestrale
al 30 giugno 2011

Indice

Relazione intermedia sulla gestione

La struttura Enel		6
Organi sociali		10
Sintesi dei risultati		12
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo		16
Risultati per area di attività		26
> Mercato		28
> Generazione ed Energy Management		30
> Ingegneria e Innovazione		34
> Infrastrutture e Reti		35
> Iberia e America Latina		37
> Internazionale		40
> Energie Rinnovabili		44
> Capogruppo, Servizi e Altre attività		47
Fatti di rilievo del primo semestre 2011		49
Scenario di riferimento		54
> Andamento dei principali indicatori di mercato		54
> Italia		54
> Spagna		56
> Aspetti normativi e tariffari		57
Principali rischi e incertezze		70
Prevedibile evoluzione della gestione		76
Informativa sulle parti correlate		77

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Prospetti contabili consolidati		80
Conto economico consolidato		80
Prospetto dell'utile/(perdita) consolidato complessivo rilevato nel periodo		81
Stato patrimoniale consolidato		82
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato		84
Rendiconto finanziario consolidato		86
Note illustrative		87

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari		122
---	--	------------

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2011		126
--	--	------------

Relazioni

Relazione della Società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato		172
--	--	------------

Relazione intermedia sulla gestione



La struttura Enel

Corporate Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia
Vallenergie

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Hungary
Enel Trade Romania
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
SE Hydropower
Enel Stoccaggi
Enel Longanesi Development
Sviluppo Nucleare Italia

Ingegneria e Innovazione

Enel Ingegneria
e Innovazione

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Sole
Deval
Enel M@p

Iberia e America Latina

Endesa

Internazionale

Slovenské elektrárne
Enel Distributie Muntenia
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Energie Muntenia
Enel Energie
Enel Productie
Enel Romania
Enel Servicii Comune
RusEnergosbyt
Enel OGK-5
Enel Rus
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel.si
Enel Green Power Latin America
Enel Green Power España
Enel Unión Fenosa Renovables
Enel Green Power Romania
Enel Green Power North America
Enel Green Power Bulgaria
Enel Green Power France
Enel Green Power Hellas

Servizi e Altre attività

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

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

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

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

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

- > produzione e vendita di energia elettrica:
 - generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione, Hydro Dolomiti Enel (nella provincia di Trento) e SE Hydropower (nella provincia di Bolzano);
 - *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Hungary ed Enel Trade Romania;
- > approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite Enel Trade:
 - approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
 - vendita di gas naturale a clienti "distributori";
- > sviluppo di progetti di impianti di generazione da fonte nucleare (tramite Sviluppo Nucleare Italia), di progetti di estrazione di gas naturale (tramite Enel Longanesi Development) e di impianti di rigassificazione e stoccaggio di gas naturale (tramite Nuove Energie ed Enel Stoccaggi).

La **Divisione Ingegneria e Innovazione** ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi,

temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo, con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

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

Le attività sono sostanzialmente espletate da:

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

La **Divisione Iberia e America Latina** ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività del Gruppo Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse. A seguito dell'operazione di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, le attività riferibili alla società Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR, oggi Enel Green Power España) e alle società da essa controllate, sono confluite dalla Divisione Iberia e America Latina nella Divisione Energie Rinnovabili. Pertanto, i risultati di tali attività limitatamente al primo trimestre del 2010, al termine del quale è avvenuto il trasferimento sopra citato, sono riflessi nella Divisione Iberia e America Latina, mentre i dati patrimoniali delle stesse attività al 31 dicembre 2010 sono inclusi nella Divisione Energie Rinnovabili.

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

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

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne), sviluppo di impianti termoelettrici e attività di supporto in Belgio (Marcinelle Energie);

- > Europa sud-orientale, con attività di sviluppo di capacità di generazione (Enel Productie), di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servicii Comune) e di sviluppo di impianti termoelettrici (Enelco) in Grecia;
- > Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergosbyt), di generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus).
- > Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España ed Enel Unión Fenosa Renovables) e America Latina (Enel Green Power Latin America);
- > Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Green Power North America).

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

- > Italia e resto d'Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania) e Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria), nonché attività di impiantistica e *franchising* in Italia (Enel.si);

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

Nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2011 i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l'attuale struttura e sono comparabili con i valori relativi all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Paolo Andrea Colombo

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Fulvio Conti

Consiglieri

Alessandro Banchi
Lorenzo Codogno
Mauro Miccio
Fernando Napolitano
Pedro Solbes Mira
Angelo Taraborelli
Gianfranco Tosi

Segretario del Consiglio

Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente

Sergio Duca

Sindaci effettivi

Carlo Conte
Gennaro Mariconda

Sindaci supplenti

Antonia Francesca Salsone
Franco Tutino

Società di revisione

**Reconta
Ernst & Young SpA**

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

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

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 2 maggio 2011, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 2 maggio 2011, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Sintesi dei risultati

I dati inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale relativi al secondo trimestre 2010 e 2011 non sono assoggettati a revisione contabile né a revisione contabile limitata.

Si precisa inoltre che i dati patrimoniali al 31 dicembre

2010 sono stati oggetto di *restatement* per recepire retrospettivamente gli effetti dell'allocazione definitiva del prezzo pagato nell'operazione di *business combination* di SE Hydropower. Per maggiori dettagli si rinvia alla nota 3 del bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato semestrale abbreviato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*. Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

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

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

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

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

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

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

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

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

Dati economici, patrimoniali e finanziari

2° trimestre		Milioni di euro	1° semestre	
2011	2010		2011	2010
18.855	16.685	Ricavi	38.391	34.802
4.530	4.400	Margine operativo lordo	8.929	8.878
3.036	2.953	Risultato operativo	6.072	6.083
1.663	1.727	Risultato netto del Gruppo e di terzi	3.189	3.053
1.351	1.375	Risultato netto del Gruppo	2.552	2.425
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,27	0,26
		Capitale investito netto	100.372	98.790 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto	46.135	44.924 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	54.237	53.866 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	4,13	4,04 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa	3.388	3.594
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ⁽²⁾	2.846	2.629

(1) Al 31 dicembre 2010 *restated*.

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

I *ricavi* del primo semestre 2011 sono pari a 38.391 milioni di euro, con un incremento di 3.589 milioni di euro (+10,3%) rispetto al primo semestre 2010. La variazione positiva è sostanzialmente riferibile all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali e alla crescita dei ricavi da generazione e *trading* di energia elettrica. In particolare, le maggiori quantità vendute nei mercati dell'energia elettrica in America Latina e Russia, associate alla crescita dei prezzi medi di vendita, hanno più che compensato la riduzione delle vendite in Italia. I ricavi del primo semestre 2011 includono inoltre taluni proventi derivanti dalla cessione di alcune partecipazioni e dalla misurazione al *fair value* delle attività e delle passività di talune società per le quali, a seguito di operazioni effettuate nel semestre, si sono modificati i requisiti relativi al controllo.

Il *margin operativo lordo*, pari a 8.929 milioni di euro, si incrementa di 51 milioni di euro (+0,6%) rispetto al primo semestre 2010. Tale incremento, oltre a beneficiare dei sopra citati proventi da cessione di partecipazioni e da misurazione al *fair value*, è connesso essenzialmente al miglioramento del margine operativo delle Divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti ed Energie Rinnovabili, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalla diminuzione del margine di generazione dell'energia elettrica in Italia e del risultato della Divisione Iberia e America Latina. Tale ultima riduzione risente anche delle cessioni, perfezionate nel quarto trimestre 2010, delle attività relative alla rete di distribuzione del gas e alla rete di trasmissione

dell'energia elettrica in Spagna, nonché della rilevazione nel semestre di riferimento dell'imposta patrimoniale prevista in Colombia per il 2011.

Il *risultato operativo* ammonta a 6.072 milioni di euro, in diminuzione di 11 milioni di euro (-0,2%) rispetto all'analogo periodo del 2010, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 62 milioni di euro.

Il *risultato netto del Gruppo* del primo semestre 2011 ammonta a 2.552 milioni di euro rispetto ai 2.425 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+5,2%). Tale incremento, oltre al beneficio derivante dai citati proventi da cessione di partecipazioni e da rimisurazione al *fair value* al netto del relativo effetto fiscale, riflette essenzialmente la riduzione degli oneri finanziari netti, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dal maggior carico fiscale registrato nel primo semestre 2011 rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Il *capitale investito netto*, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 479 milioni di euro, ammonta a 100.372 milioni di euro al 30 giugno 2011 (98.790 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 54.237 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 46.135 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2011, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,85 (0,83 al 31 dicembre 2010).

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 23 milioni di euro al 30 giugno 2011 (636 milioni di euro al 31 dicembre 2010), si attesta a 46.135 milioni di euro, in aumento di 1.211 milioni di euro rispetto ai 44.924 milioni di euro del 31 dicembre 2010.

Gli *investimenti* del primo semestre 2011 ammontano a 2.846 milioni di euro, con un incremento di 217 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2010, particolarmente concentrato nella Divisione Energie Rinnovabili.

Dati per area di attività

Milioni di euro	2° trimestre					
	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Mercato	3.873	4.060	147	36	58	(27)
Generazione ed Energy Management	5.127	3.768	671	569	522	440
Ingegneria e Innovazione	111	154	4	5	3	4
Infrastrutture e Reti	1.811	1.717	1.041	924	808	697
Iberia e America Latina	7.747	7.348	1.791	2.046	1.045	1.261
Internazionale	1.794	1.473	349	464	202	345
Energie Rinnovabili	723	517	486	325	385	233
Capogruppo	182	187	(11)	(5)	(14)	(7)
Servizi e Altre attività	278	276	58	41	33	12
Elisioni e rettifiche	(2.791)	(2.815)	(6)	(5)	(6)	(5)
Totale	18.855	16.685	4.530	4.400	3.036	2.953

Milioni di euro	1° semestre					
	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Mercato	8.803	9.148	326	193	180	51
Generazione ed Energy Management	10.222	8.236	1.229	1.229	940	960
Ingegneria e Innovazione	206	328	7	7	5	5
Infrastrutture e Reti	3.594	3.414	2.025	1.845	1.567	1.405
Iberia e America Latina	15.844	14.843	3.611	4.047	2.197	2.578
Internazionale	3.819	3.111	798	841	496	581
Energie Rinnovabili	1.329	974	876	651	684	495
Capogruppo	340	323	(28)	(3)	(33)	(6)
Servizi e Altre attività	529	524	94	73	45	19
Elisioni e rettifiche	(6.295)	(6.099)	(9)	(5)	(9)	(5)
Totale	38.391	34.802	8.929	8.878	6.072	6.083

	Dipendenti (n.)	
	al 30.06.2011	al 31.12.2010
Mercato ⁽¹⁾	3.775	3.823
Generazione ed Energy Management	6.447	6.601
Ingegneria e Innovazione	1.353	1.339
Infrastrutture e Reti ⁽²⁾	19.122	19.152
Iberia e America Latina ⁽³⁾	23.242	24.731
Internazionale ⁽⁴⁾	14.250	14.876
Energie Rinnovabili ⁽⁵⁾	3.079	2.955
Capogruppo	853	803
Servizi e Altre attività	3.956	4.033
Totale	76.077	78.313

(1) Include 18 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(2) Include 155 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(3) Include 109 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011 (1.809 unità al 31 dicembre 2010).

(4) Include 503 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(5) Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Dati operativi

2° trimestre						1° semestre						
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	
2011			2010			2011			2010			
19,6	51,3	70,9	20,2	48,1	68,3	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	39,3	105,1	144,4	40,9	100,0	140,9
59,2	46,0	105,2	59,6	45,0	104,6	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	121,6	93,8	215,4	121,5	91,2	212,7
24,0	49,3	73,3	26,2	45,0	71,2	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾	51,0	102,3	153,3	55,8	95,4	151,2
0,6	0,8	1,4	0,8	0,7	1,5	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	2,7	2,0	4,7	3,2	1,8	5,0
Dipendenti a fine del periodo (n.) ⁽²⁾						37.142	38.935	76.077	37.383	40.930	78.313 ⁽³⁾	

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 282 unità e 2.324 unità riferite alle attività classificate come "possedute per la vendita", rispettivamente al 30 giugno 2011 e al 31 dicembre 2010.

(3) Al 31 dicembre 2010.

L'energia netta prodotta da Enel aumenta, nel primo semestre 2011, di 3,5 TWh (+2,5%), con una maggiore produzione realizzata all'estero (+5,1 TWh) in parte compensata da un decremento della produzione sul territorio italiano (-1,6 TWh). Nel dettaglio, la maggiore produzione all'estero beneficia di una maggiore produzione da fonte termoelettrica, che ha più che compensato la riduzione nella generazione da fonte nucleare (dovuta sostanzialmente ad alcuni fermi degli impianti spagnoli), e da fonte idroelettrica, quest'ultima da riferire a condizioni di idraulicità meno favorevoli rispetto al primo semestre 2010.

L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel è pari a 215,4 TWh, con un incremento di 2,7 TWh (+1,3%) sostanzialmente per effetto di un incremento delle quantità trasportate all'estero.

L'energia venduta da Enel registra nel primo semestre 2011 un aumento di 2,1 TWh (+1,4%). L'incremento è sostanzialmente da attribuire alle maggiori vendite in America Latina (+2,7 TWh) a fronte della maggior domanda, in Francia (+2,0 TWh), in Russia (+1,7 TWh) e in Slovacchia (+0,7 TWh) a seguito delle maggiori quantità commercializzate; tali effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione delle vendite nel mercato domestico (-4,8 TWh).

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2011 è pari a 76.077 dipendenti (78.313 al 31 dicembre 2010). L'organico del Gruppo nel corso del semestre diminuisce di 2.236 risorse, sostanzialmente per effetto del decremento imputabile alla variazione di perimetro (-2.287 unità) connessa principalmente alle cessioni di CAM, Synapsis, Enel Operations Bulgaria ed Enel Maritza East 3, nonché al cambio di metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Per quanto attiene al dettaglio delle acquisizioni e delle cessioni effettuate nel semestre, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 2 al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Risultati economici del Gruppo

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
18.855	16.685	2.170	13,0%	Totale ricavi	38.391	34.802	3.589	10,3%
14.374	12.299	2.075	16,9%	Totale costi	29.580	26.016	3.564	13,7%
49	14	35	-	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	118	92	26	28,3%
4.530	4.400	130	3,0%	MARGINE OPERATIVO LORDO	8.929	8.878	51	0,6%
1.494	1.447	47	3,2%	Ammortamenti e perdite di valore	2.857	2.795	62	2,2%
3.036	2.953	83	2,8%	RISULTATO OPERATIVO	6.072	6.083	(11)	-0,2%
625	1.637	(1.012)	-61,8%	Proventi finanziari	1.765	2.441	(676)	-27,7%
1.297	2.466	(1.169)	-47,4%	Oneri finanziari	3.175	4.207	(1.032)	-24,5%
(672)	(829)	157	-18,9%	Totale proventi/(oneri) finanziari	(1.410)	(1.766)	356	-20,2%
5	(3)	8	-	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	63	(1)	64	-
2.369	2.121	248	11,7%	Risultato prima delle imposte	4.725	4.316	409	9,5%
706	394	312	79,2%	Imposte	1.536	1.263	273	21,6%
1.663	1.727	(64)	-3,7%	Risultato delle <i>continuing operations</i>	3.189	3.053	136	4,5%
-	-	-	-	Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-
1.663	1.727	(64)	-3,7%	Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	3.189	3.053	136	4,5%
(312)	(352)	40	-11,4%	(Utili)/perdite di pertinenza di terzi	(637)	(628)	(9)	1,4%
1.351	1.375	(24)	-1,7%	RISULTATO NETTO DEL GRUPPO	2.552	2.425	127	5,2%

Ricavi

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
16.152	14.835	1.317	Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	32.967	30.572	2.395
628	654	(26)	Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	1.948	1.919	29
335	-	335	Misurazione al <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	358	-	358
37	-	37	Plusvalenze da cessione attività	57	7	50
1.703	1.196	507	Altri servizi, vendite e proventi diversi	3.061	2.304	757
18.855	16.685	2.170	Totale	38.391	34.802	3.589

Nel secondo trimestre 2011 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 16.152 milioni di euro, in aumento di 1.317 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+8,9%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- > incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 658 milioni di euro, principalmente correlato sia ai maggiori ricavi conseguiti sul mercato libero (pari a 243 milioni di euro) sia a quelli conseguiti sul mercato regolato (pari a 415 milioni di euro);
- > incremento dei ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 501 milioni di euro, prevalentemente connesso alla crescita dei ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica e alle maggiori vendite riferibili sostanzialmente a contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione;
- > aumento di ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 467 milioni di euro;
- > decremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 198 milioni di euro, sostanzialmente relativo ai minori ricavi derivanti dal trasporto di energia ad altri operatori (182 milioni di euro);
- > diminuzione dei ricavi per contributi ricevuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e dagli altri organismi assimilati per 137 milioni di euro.

Nel primo semestre 2011 i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati si attestano a 32.967 milioni di euro, in aumento di 2.395 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+7,8%). Tale incremento è da attribuire essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 925 milioni di euro, principalmente correlato ai maggiori ricavi conseguiti sul mercato libero

(pari a 471 milioni di euro) e sul mercato regolato (pari a 454 milioni di euro). In particolare, l'incremento delle quantità vendute sui rispettivi mercati in America Latina e Russia, associato a un incremento dei prezzi medi di vendita in entrambe le aree, ha più che compensato la riduzione delle vendite nel mercato italiano;

- > incremento dei ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 521 milioni di euro; nel dettaglio, la minore idraulicità del primo semestre 2011, rilevata sia in Europa sia in America Latina, è stata più che compensata dalla maggiore produzione termoelettrica (prevalentemente da carbone);
- > aumento di ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 849 milioni di euro;
- > decremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 57 milioni di euro, riferibile essenzialmente ai minori ricavi relativi al trasporto di energia ai clienti finali (131 milioni di euro), parzialmente compensati dai maggiori proventi derivanti dal trasporto di energia ad altri operatori (74 milioni di euro);
- > incremento dei ricavi per contributi ricevuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e dagli altri organismi assimilati per 157 milioni di euro.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** nel secondo trimestre 2011 sono pari a 628 milioni di euro e risultano in diminuzione di 26 milioni di euro (-4,0%), per effetto sostanzialmente dei minori consumi a uso residenziale e commerciale correlati a condizioni climatiche più miti. Nel primo semestre 2011 i ricavi per vendita e trasporto di gas sono pari a 1.948 milioni di euro, in crescita di 29 milioni di euro (+1,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato il decremento dei volumi venduti.

I proventi da **misurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** ammontano a 358 milioni di euro nel primo semestre 2011 (non presenti nell'analogo periodo del 2010). Tali proventi sono riferiti all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo (i) residue dopo la perdita del controllo di Hydro Dolomiti Enel avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance* (237 milioni di euro); (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Enel Unión Fenosa Renovables (76 milioni di euro), Sociedad Eólica de Andalucía (23 milioni di euro, avvenuta nel corso del primo trimestre 2011) e TP - Sociedade Térmica Portuguesa (22 milioni di euro).

Le **plusvalenze da cessione di attività** nel primo semestre 2011 accolgono principalmente il provento derivante dalla cessione a Gas Natural di parte degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables (25 milioni di euro), le plusvalenze derivanti dalle cessioni di CAM e Synapsis (15 milioni di euro) e la plusvalenza realizzata dalla cessione delle società Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo (12 milioni di euro).

Nel primo semestre 2010 la voce includeva unicamente il provento derivante dalla cessione del ramo di azienda "mini-idro" effettuata da Hydro Dolomiti Enel.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel secondo trimestre 2011 a 1.703 milioni di euro (1.196 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) ed evidenziano una crescita di 507 milioni di euro (+42,4%) rispetto al secondo trimestre 2010, mentre nel primo semestre 2011 sono pari a 3.061 milioni di euro (2.304 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente), in crescita di 757 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (+32,9%).

Tale variazione positiva è dovuta, in entrambi i periodi esaminati, principalmente all'incremento delle vendite di combustibili per *trading*, comprensive del servizio di *shipping* (pari a 164 milioni di euro nel secondo trimestre e a 236 milioni di euro nel primo semestre), alla crescita dei ricavi per vendita di beni correlata alle maggiori vendite di moduli fotovoltaici e alle maggiori cessioni di certificati verdi (pari a 106 milioni di euro nel secondo trimestre e a 184 milioni di euro nel primo semestre), all'aumento dei contributi per Titoli di Efficienza Energetica (pari a 35 milioni di euro nel secondo trimestre e a 54 milioni di euro nel primo semestre), nonché al contributo relativo al riconoscimento della sezione 4 della centrale di Torrealvaldaga Nord come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*.

Costi

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
6.639	5.474	1.165	Acquisto di energia elettrica	13.691	11.685	2.006
1.895	1.375	520	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.698	3.100	598
777	756	21	Combustibili per <i>trading</i> e gas naturale per vendite ai clienti finali	1.819	1.500	319
442	386	56	Materiali	658	736	(78)
1.033	1.142	(109)	Costo del personale	2.176	2.254	(78)
3.431	3.127	304	Servizi e godimento beni di terzi	6.934	6.532	402
555	468	87	Altri costi operativi	1.330	1.001	329
(398)	(429)	31	Costi capitalizzati	(726)	(792)	66
14.374	12.299	2.075	Totale	29.580	26.016	3.564

I costi per **acquisto di energia elettrica** si incrementano nel secondo trimestre 2011 di 1.165 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2010 (2.006 milioni di euro nel primo semestre 2011) con un aumento del 21,3% (17,2% su base semestrale). L'andamento riflette principalmente i maggiori costi di acquisto di energia elettrica a seguito della stipula di contratti bilaterali (581 milioni di

euro nel secondo trimestre e 643 milioni di euro nel primo semestre), nonché l'incremento degli altri costi di acquisto di energia sui mercati locali ed esteri (688 milioni di euro nel secondo trimestre e 1.510 milioni di euro nel primo semestre) correlato all'incremento della domanda. Tale andamento risulta parzialmente compensato dalla contrazione degli acquisti di energia elettrica effettuati sulla

Borsa, pari a 105 milioni di euro nel secondo trimestre e a 147 milioni di euro nel primo semestre.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel secondo trimestre 2011 sono pari a 1.895 milioni di euro, in aumento di 520 milioni di euro (+37,8%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel primo semestre 2011 sono pari a 3.698 milioni di euro, in crescita di 598 milioni di euro (+19,3%). Tali variazioni positive risentono delle maggiori quantità consumate dalle società di generazione in conseguenza dell'incremento della domanda e della produzione.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 777 milioni di euro su base trimestrale (1.819 milioni di euro su base semestrale), in aumento di 21 milioni di euro (319 milioni di euro su base semestrale) rispetto ai valori dei corrispondenti periodi dell'esercizio 2010; tali variazioni sono riferibili sostanzialmente sia ai maggiori acquisti di gas naturale per le vendite ai clienti finali conseguenti alla crescita della domanda (avvenuta principalmente nella prima metà del semestre in ragione delle condizioni climatiche più rigide), sia ai maggiori costi per l'attività di *trading*.

I costi per **materiali**, pari a 442 milioni di euro nel secondo trimestre 2011, sono in crescita di 56 milioni di euro (+14,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel primo semestre 2011 ammontano a 658 milioni di euro, in diminuzione di 78 milioni di euro (-10,6%). Tale andamento è riferibile principalmente al decremento registrato dalla Divisione Iberia e America Latina, compensato in misura differente nel trimestre e nel semestre dall'incremento rilevato dalle altre Divisioni e in particolare dalla Divisione Generazione ed Energy Management per i costi di approvvigionamento di EUAs (*European Union Allowances*) e CERs (*Certified Emission Reductions*).

Il **costo del personale** nel secondo trimestre 2011 è pari a 1.033 milioni di euro, in diminuzione di 109 milioni di euro (-9,5%). Nel primo semestre 2011 il costo è pari a 2.176 milioni di euro, in diminuzione di 78 milioni di euro (-3,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente e con una contrazione dell'organico medio pari al 4,4%.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2011 è pari a 76.077 dipendenti (78.313 al 31 dicembre 2010).

L'organico del Gruppo nel corso del semestre diminuisce di 2.236 risorse, oltre che per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (+51 unità), anche per il decremento imputabile alla variazione di perimetro (-2.287 unità) connessa principalmente alle cessioni di CAM, Synapsis, Enel Operations Bulgaria ed Enel Maritza East 3, nonché al differente metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel. Le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2010 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2010	78.313
Variazioni di perimetro	(2.287)
Assunzioni	1.987
Cessazioni	(1.936)
Consistenza al 30 giugno 2011 ⁽¹⁾	76.077

(1) Include 282 risorse riferibili al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita".

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel secondo trimestre 2011 ammontano a 3.431 milioni di euro, in crescita di 304 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2010, mentre su base semestrale sono pari a 6.934 milioni di euro, in aumento di 402 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2010. Tale andamento è sostanzialmente correlato ai maggiori vettoriamenti passivi di energia elettrica (126 milioni di euro nel secondo trimestre e 135 milioni di euro nel primo semestre) conseguenti all'aumento degli oneri di sistema e ai maggiori costi per servizi connessi ai sistemi elettrici dei Paesi in cui il Gruppo opera (73 milioni di euro nel secondo trimestre e 115 milioni di euro nel primo semestre).

Gli **altri costi operativi** nel secondo trimestre 2011 ammontano a 555 milioni di euro, in aumento di 87 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel primo semestre 2011 ammontano a 1.330 milioni di euro con una crescita di 329 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010. L'incremento risente principalmente dell'aumento delle imposte e tasse (196 milioni di euro nel secondo trimestre e 295 milioni di euro nel primo semestre), sostanzialmente conseguente all'incremento di talune imposte indirette in Brasile nonché alla rilevazione dell'imposta patrimoniale (109 milioni di euro) registrata in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore nel Paese latinoamericano con la legge n. 1430/2010. Tali effetti sono stati in parte

compensati nel secondo trimestre 2011 dalla riduzione degli oneri diversi di gestione.

Nel secondo trimestre 2011 i **costi capitalizzati** ammontano a 398 milioni di euro (726 milioni di euro nel primo semestre 2011) e non presentano variazioni significative rispetto ai corrispondenti periodi dell'esercizio precedente.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono positivi per 49 milioni di euro nel secondo trimestre 2011 (14 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e positivi per 118 milioni di euro nel primo semestre 2011 (92 milioni di euro nel primo semestre 2010). In particolare, i proventi netti relativi al secondo trimestre 2011 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 16 milioni di euro (105 milioni di euro nel primo semestre) e ai proventi netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 33 milioni di euro (13 milioni di euro nel primo semestre).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel secondo trimestre 2011 sono pari a 1.494 milioni di euro, mentre nel primo semestre 2011 sono pari a 2.857 milioni di euro, e non presentano variazioni significative rispetto ai corrispondenti periodi del precedente esercizio.

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2011 si attesta a 3.036 milioni di euro, con un incremento di 83 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (+2,8%), e nel primo semestre 2011 ammonta a 6.072 milioni di euro, in diminuzione di 11 milioni di euro (-0,2%).

Gli **oneri finanziari netti** nel secondo trimestre 2011 si decrementano di 157 milioni di euro e nel primo semestre 2011 di 356 milioni di euro. In particolare, l'andamento dei tassi di interesse e dei tassi di cambio (al netto delle relative coperture effettuate), in aggiunta al diverso indebitamento finanziario netto medio nei due periodi in esame, non ha generato effetti complessivamente significativi sugli oneri finanziari netti. La riduzione è pertanto da attribuire sostanzialmente all'adeguamento rilevato nel 2010 sugli interessi relativi al *deficit* del sistema elettrico spagnolo peninsulare ed extrapeninsulare (per 104 milioni di euro), alla riduzione complessiva degli oneri relativi all'attualizzazione dei fondi (per 108 milioni di euro), nonché alla rilevazione nel secondo trimestre 2011 degli interessi di mora su una sentenza favorevole emessa in Spagna relativamente a un contenzioso fiscale (63 milioni di euro).

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel primo semestre 2011 è positiva per 63 milioni di euro, in aumento di 64 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi del 2010.

Le **imposte** del secondo trimestre 2011 ammontano a 706 milioni di euro mentre l'onere fiscale dei primi sei mesi del 2011 è stimato pari a 1.536 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 32,5% a fronte di un'incidenza del 29,3% nel primo semestre 2010. Tale andamento risente di maggiori proventi non rilevanti ai fini fiscali iscritti nel primo semestre 2010.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010 restated	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	99.402	99.504	(102)
- avviamento	18.534	18.470	64
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.041	1.033	8
- altre attività/(passività) non correnti nette	(548)	(639)	91
Totale	118.429	118.368	61
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	12.481	12.505	(24)
- rimanenze	3.274	2.803	471
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(1.630)	(1.889)	259
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.609)	(3.830)	(779)
- debiti commerciali	(11.308)	(12.373)	1.065
Totale	(1.792)	(2.784)	992
Capitale investito lordo	116.637	115.584	1.053
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.079)	(3.069)	(10)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(13.665)	(14.345)	680
Totale	(16.744)	(17.414)	670
Attività nette possedute per la vendita	479	620	(141)
Capitale investito netto	100.372	98.790	1.582
Patrimonio netto complessivo	54.237	53.866	371
Indebitamento finanziario netto	46.135	44.924	1.211

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 giugno 2011 a 99.402 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 102 milioni di euro. Tale diminuzione è dovuta principalmente agli ammortamenti e perdite di valore su tali attività (pari a 2.653 milioni di euro) e alle differenze cambio del periodo (-1.126 milioni di euro), i cui effetti sono solo parzialmente compensati dagli incrementi relativi agli investimenti del periodo, pari a 2.846 milioni di euro, nonché alle variazioni del perimetro di consolidamento, agli effetti derivanti dall'adeguamento al *fair value* delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo connesso alle operazioni di perdita e/o acquisizione del controllo e ad altri movimenti minori per complessivi 829 milioni di euro.

L'*avviamento*, pari a 18.534 milioni di euro, è in crescita di 64 milioni di euro. Tale variazione riflette principalmente l'adeguamento degli avviamenti in valuta al cambio corrente (-13 milioni di euro), la rilevazione del *goodwill*

connesso all'acquisizione del controllo di alcune società da parte di Enel Green Power (circa 70 milioni di euro), nonché l'incremento di valore nell'avviamento attribuito alle società Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia correlato alla stima al *fair value* delle opzioni di vendita concesse alle relative minoranze azionarie, determinata in funzione delle condizioni di esercizio indicate nei contratti (7 milioni di euro).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* ammontano a 1.041 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto all'esercizio precedente. Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 30 giugno 2011 è negativo per 548 milioni di euro, in diminuzione di 91 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. La variazione è imputabile ai seguenti fattori:

> decremento, pari a 129 milioni di euro, del saldo negativo tra le attività e le passività finanziarie non correnti, dovuto essenzialmente alle minori attività connesse a strumenti derivati per 92 milioni di euro, al maggior

valore delle partecipazioni in altre imprese valutate al *fair value* per un valore complessivo di 173 milioni di euro e all'incremento delle altre attività finanziarie non correnti per 48 milioni di euro;

- > incremento del saldo negativo tra le altre attività e le altre passività non correnti pari a 38 milioni di euro, principalmente correlato alle minori passività operative differite (43 milioni di euro), parzialmente compensate dall'incremento del saldo tra crediti e debiti diversi (81 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto** è negativo per 1.792 milioni di euro al 30 giugno 2011. Il saldo era negativo per 2.784 milioni di euro al 31 dicembre 2010. La variazione positiva, pari a 992 milioni di euro, è imputabile ai seguenti principali fenomeni:

- > crescita delle *rimanenze*, pari a 471 milioni di euro, riferibile principalmente al maggior valore delle giacenze dei combustibili e all'incremento delle scorte di certificati verdi e dei CERs (*Certified Emission Reductions*);
- > incremento di 259 milioni di euro dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, da attribuire ai maggiori crediti connessi all'applicazione dei meccanismi di perequazione;
- > incremento delle *altre passività correnti al netto delle rispettive attività* per 779 milioni di euro. Tale variazione è sostanzialmente imputabile ai seguenti fenomeni:
 - aumento di 358 milioni di euro dei debiti netti per imposte sul reddito; tale andamento è principalmente correlabile alla rilevazione delle imposte del periodo, pari a 1.446 milioni di euro, e risulta più che compensato dai pagamenti di imposte, pari a 1.103 milioni di euro;
 - incremento delle passività finanziarie correnti nette per un valore complessivo di 238 milioni di euro,

essenzialmente riferibile all'andamento negativo dei derivati correnti;

- incremento delle altre passività correnti nette per 183 milioni di euro, riconducibile in massima parte all'incremento dei debiti tributari diversi.
- > riduzione dei *debiti commerciali*, pari a 1.065 milioni di euro, essenzialmente correlata alla contrazione dei debiti per lavori in corso su ordinazione registrata dalla Divisione Iberia e America Latina.

I **fondi diversi**, pari a 16.744 milioni di euro, sono in diminuzione di 670 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010. Tale variazione è sostanzialmente da ricondurre per complessivi 602 milioni di euro al decremento netto dei fondi rischi e oneri e per 78 milioni di euro all'aumento dei fondi per imposte differite nette.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 479 milioni di euro al 30 giugno 2011, includono sostanzialmente talune attività detenute da Endesa in Irlanda e le attività relative a Deval e Vallenergie che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. La variazione rispetto al 31 dicembre 2010 riflette le cessioni delle società Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria, CAM e Synapsis, e della quota di attività di Enel Unión Fenosa Renovables oggetto di cessione a Gas Natural.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2011 è pari a 100.372 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 54.237 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 46.135 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2011, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,85 (0,83 al 31 dicembre 2010).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	8.203	15.584	(7.381)
- obbligazioni	33.364	34.401	(1.037)
- <i>preference share</i>	179	1.474	(1.295)
- debiti verso altri finanziatori	1.006	981	25
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	42.752	52.440	(9.688)
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.849)	(2.567)	(282)
Indebitamento netto a lungo termine	39.903	49.873	(9.970)
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	5.936	949	4.987
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	42	50	(8)
- altri finanziamenti a breve verso banche	2.565	231	2.334
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	8.543	1.230	7.313
Obbligazioni (quota a breve)	1.823	1.854	(31)
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	205	196	9
<i>Commercial paper</i>	7.098	7.405	(307)
<i>Cash collateral</i> e altri finanziamenti su derivati	176	343	(167)
Altri debiti finanziari a breve termine	63	180	(117)
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	9.365	9.978	(613)
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(6.283)	(9.290)	3.007
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(260)	(319)	59
Crediti finanziari – <i>cash collateral</i>	(899)	(718)	(181)
Altri crediti finanziari a breve termine	(488)	(571)	83
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(3.746)	(5.259)	1.513
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	(11.676)	(16.157)	4.481
Indebitamento netto a breve termine	6.232	(4.949)	11.181
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	46.135	44.924	1.211
<i>Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"</i>	23	636	(613)

L'indebitamento finanziario netto è pari a 46.135 milioni di euro al 30 giugno 2011, in aumento di 1.211 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra una diminuzione di 9.970 milioni di euro, quale saldo del decremento del debito lordo a lungo termine di 9.688 milioni di euro e dell'aumento dei crediti finanziari a lungo termine di 282 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 8.203 milioni di euro, evidenziano una riduzione pari a 7.381 milioni di

euro, dovuta principalmente ai rimborsi effettuati da En-
desa pari a 1.606 milioni di euro, alla riclassifica nelle quote di indebitamento in scadenza nel primo semestre 2012 della quota del *Credit Facility*, pari a 1.933 milioni di euro, e ai rimborsi volontari del *Credit Facility* 2007 e 2009 per complessivi 3 miliardi di euro, di cui:

- > 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
- > 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;

> 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

La linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro a 5 anni, stipulata nel mese di aprile 2010 da Enel SpA e da Enel Finance International, risulta essere completamente inutilizzata al 30 giugno 2011. Si segnala inoltre che al 30 giugno 2011 le linee di credito *committed* stipulate da Enel SpA risultano utilizzate per 1.800 milioni di euro.

Le obbligazioni, pari a 33.364 milioni di euro, si riducono di 1.037 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 principalmente per effetto del rimborso di un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA nel 2004, pari a 750 milioni di euro, e di un prestito obbligazionario emesso da Slovenské elektrárne nel 2004, pari a 195 milioni di euro.

Inoltre, nel corso del primo semestre 2011 sono state rimborsate anticipatamente le *preference share* di Endesa per un importo pari a 1.295 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 6.232 milioni di euro al 30 giugno 2011, si incrementa di 11.181 milioni di euro rispetto a fine 2010, quale risultante di un aumento nei debiti bancari a breve termine per 7.313 milioni di euro, della riduzione dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 613 milioni di euro e delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 4.481 milioni di euro.

In particolare, l'indebitamento bancario a breve termine si incrementa di 7.313 milioni di euro rispetto a fine 2010, principalmente per effetto della sopracitata riclassifica nelle quote di indebitamento in scadenza nel primo semestre 2012 della quota del *Credit Facility* (1.933 milioni di euro) e del maggior utilizzo di linee di credito *committed* e *uncommitted*, pari a 4.907 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 9.365 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, Endesa International, Endesa Capital e Sociedade Térmica Portuguesa per 7.098 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.823 milioni di euro.

Si evidenzia, infine, che la consistenza dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti *over the counter* su tassi, cambi e *commodity* risulta pari a 899 milioni di euro, mentre il valore dai *cash collateral* incassati dalle stesse controparti è pari a 176 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, pari a 11.676 milioni di euro, si riducono di 4.481 milioni di euro rispetto a fine 2010, principalmente per effetto del maggior utilizzo delle disponibilità.

Flussi finanziari

Milioni di euro	1° semestre		
	2011	2010	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	5.342	4.289	1.053
Cash flow da attività operativa	3.388	3.594	(206)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.778)	(2.468)	(310)
Cash flow da attività di finanziamento	(2.139)	(1.939)	(200)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(65)	239	(304)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo^{(1) (2)}	3.748	3.715	33

(1) Di cui titoli a breve pari a 38 milioni di euro al 30 giugno 2011 (82 milioni di euro al 30 giugno 2010).

(2) Di cui disponibilità liquide e mezzi equivalenti delle "Attività possedute per la vendita" pari a 2 milioni di euro al 30 giugno 2011 (98 milioni di euro al 30 giugno 2010).

Il *cash flow da attività operativa* nel primo semestre 2011 è positivo per 3.388 milioni di euro, in diminuzione di 206 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente in conseguenza del maggior fabbisogno connesso sia alla variazione del capitale circolante netto sia all'attività finanziaria nei due periodi di

riferimento. Entrambi i fenomeni sono stati in parte compensati dal miglioramento del margine operativo lordo.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nel primo semestre 2011 ha assorbito liquidità per 2.778 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2010 aveva

assorbito liquidità per complessivi 2.468 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 2.914 milioni di euro, si incrementano di 260 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 52 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione da parte di Enel Green Power España della società Sociedad Eólica de Andalucía - SEA e di un'ulteriore quota del 50% della Sociedade Térmica Portuguesa SA (TP). Gli investimenti in imprese del primo semestre 2010, anch'essi espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, includevano essenzialmente gli effetti connessi all'acquisto da parte di Enel Green Power di alcune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia, all'acquisto da parte di Enel Trade della società Enel Longanesi Development, all'acquisizione da parte di Enel North America della società Padoma Wind Power e ad alcune acquisizioni di società minori effettuate da Endesa.

Nel primo semestre 2011 le dismissioni in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 104 milioni di euro e sono relative alle cessioni da parte di Endesa delle società CAM e Synapsis e alla cessione da parte di Enel Investment Holding BV delle società Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo, mentre nel primo semestre del 2010 erano riferite all'incasso

della *tranche* a saldo dell'operazione di vendita del 51% del pacchetto azionario detenuto nella società russa ServerEnergia.

Il fabbisogno generato dalle altre attività di investimento nei primi sei mesi del 2011, pari a 17 milioni di euro, è essenzialmente correlato all'acquisto di ulteriori quote azionarie di CESI, il cui effetto è stato più che compensato dai disinvestimenti del periodo, pari a 101 milioni di euro.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 2.139 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2010 aveva assorbito liquidità per 1.939 milioni di euro. La variazione è da riferire sostanzialmente al maggior esborso relativo ai dividendi, parzialmente compensato dal flusso relativo ai finanziamenti (al netto dei crediti finanziari).

Nel primo semestre 2011 il *cash flow* generato dall'attività operativa per 3.388 milioni di euro ha consentito di fronteggiare il fabbisogno legato al *cash flow* da attività di investimento, pari a 2.778 milioni di euro, e quello da attività di finanziamento, pari a 2.139 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 giugno 2011 risultano pari a 3.748 milioni di euro a fronte di 5.342 milioni di euro di fine 2010. Tale diminuzione risente anche degli effetti negativi connessi alla variazione cambi, pari a 65 milioni di euro.

Risultati per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Risultati per area di attività del secondo trimestre 2011 e 2010

Secondo trimestre 2011 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	3.835	3.998	27	833	7.738	1.694	619	93	16	2	18.855
Ricavi intersettoriali	38	1.129	84	978	9	100	104	89	262	(2.793)	-
Totale ricavi	3.873	5.127	111	1.811	7.747	1.794	723	182	278	(2.791)	18.855
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(7)	43	-	-	4	8	1	-	-	-	49
Margine operativo lordo	147	671	4	1.041	1.791	349	486	(11)	58	(6)	4.530
Ammortamenti e perdite di valore	89	149	1	233	746	147	101	3	25	-	1.494
Risultato operativo	58	522	3	808	1.045	202	385	(14)	33	(6)	3.036

Secondo trimestre 2010 ⁽¹⁾

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

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

Risultati per area di attività del primo semestre 2011 e 2010

Primo semestre 2011 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	8.719	7.499	42	1.513	15.739	3.564	1.106	181	29	(1)	38.391
Ricavi intersettoriali	84	2.723	164	2.081	105	255	223	159	500	(6.294)	-
Totale ricavi	8.803	10.222	206	3.594	15.844	3.819	1.329	340	529	(6.295)	38.391
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	8	125	-	-	(8)	(10)	3	-	-	-	118
Margine operativo lordo	326	1.229	7	2.025	3.611	798	876	(28)	94	(9)	8.929
Ammortamenti e perdite di valore	146	289	2	458	1.414	302	192	5	49	-	2.857
Risultato operativo	180	940	5	1.567	2.197	496	684	(33)	45	(9)	6.072
Attività operative	6.116 ⁽²⁾	15.200	222	18.337 ⁽⁴⁾	76.072 ⁽⁷⁾	13.014	10.203 ⁽¹¹⁾	1.224	2.515	(4.944)	137.959
Passività operative	4.912 ⁽³⁾	4.220	235	5.977 ⁽⁵⁾	12.086 ⁽⁸⁾	5.193	1.171	1.551	1.562	(5.364)	31.543
Investimenti	12	109	1	579 ⁽⁶⁾	933 ⁽⁹⁾	573 ⁽¹⁰⁾	624	2	13	-	2.846

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

(2) Di cui 33 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(4) Di cui 88 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 18 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 452 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 50 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(9) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(10) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" e ceduto nel primo semestre 2011.

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

Primo semestre 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.062	5.629	48	1.189	14.774	3.039	867	168	47	(21)	34.802
Ricavi intersettoriali	86	2.607	280	2.225	69	72	107	155	477	(6.078)	-
Totale ricavi	9.148	8.236	328	3.414	14.843	3.111	974	323	524	(6.099)	34.802
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(381)	399	-	-	26	(13)	63	(2)	-	-	92
Margine operativo lordo	193	1.229	7	1.845	4.047	841	651	(3)	73	(5)	8.878
Ammortamenti e perdite di valore	142	269	2	440	1.469	260	156	3	54	-	2.795
Risultato operativo	51	960	5	1.405	2.578	581	495	(6)	19	(5)	6.083
Attività operative ⁽²⁾	6.162	15.444	316	17.680	77.764 ⁽³⁾	13.103 ⁽⁵⁾	9.654 ⁽⁷⁾	1.075	2.529	(5.732)	137.995
Passività operative ⁽²⁾	5.673	4.467	374	5.825	13.500 ⁽⁴⁾	5.184 ⁽⁶⁾	1.235 ⁽⁸⁾	1.166	1.543	(5.734)	33.233
Investimenti	16	293	4	509	875	559	339	-	34	-	2.629

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

(2) Al 31 dicembre 2010 *restated*. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativamente alla *business combination* di SE Hydropower.

(3) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(7) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Mercato

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2011	2010	Variazioni						2011	2010	Variazioni	
Mercato libero:											
6.430	6.344	86	1,4%	- clienti <i>mass market</i>				13.522	13.481	41	0,3%
2.673	3.298	(625)	-19,0%	- clienti <i>business</i> ⁽¹⁾				5.201	6.406	(1.205)	-18,8%
490	1.017	(527)	-51,8%	- clienti in regime di salvaguardia				983	2.059	(1.076)	-52,3%
9.593	10.659	(1.066)	-10,0%	Totale mercato libero				19.706	21.946	(2.240)	-10,2%
14.286	15.368	(1.082)	-7,0%	Mercato regolato (mercato di maggior tutela)				31.089	33.629	(2.540)	-7,6%
23.879	26.027	(2.148)	-8,3%	TOTALE				50.795	55.575	(4.780)	-8,6%

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

L'energia venduta nel primo semestre 2011 è pari a 50.795 milioni di kWh (23.879 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), in diminuzione di 4.780 milioni di kWh (-2.148 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, il

decremento rilevato nel mercato libero è da ricondurre alla diversa politica commerciale perseguita, maggiormente concentrata sulle utenze *mass market*, mentre il calo delle vendite sul mercato regolato è connesso essenzialmente alla sempre maggiore competitività del mercato.

Vendite di gas naturale

2° trimestre				Milioni di m ³				1° semestre			
2011	2010	Variazioni						2011	2010	Variazioni	
343	412	(69)	-16,7%	Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾				2.025	2.179	(154)	-7,1%
273	463	(190)	-41,0%	Clienti <i>business</i>				647	1.065	(418)	-39,2%
616	875	(259)	-29,6%	Totale				2.672	3.244	(572)	-17,6%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel primo semestre 2011 è pari a 2.672 milioni di metri cubi (616 milioni di metri cubi nel secondo trimestre 2011), in diminuzione di 572 milioni di metri cubi (-259 milioni di metri cubi nel secondo trimestre 2011) rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
3.873	4.060	(187)	Ricavi	8.803	9.148	(345)
(7)	(200)	193	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	8	(381)	389
147	36	111	<i>Margine operativo lordo</i>	326	193	133
58	(27)	85	Risultato operativo	180	51	129
			Attività operative ⁽¹⁾	6.116	6.162 ⁽²⁾	(46)
			Passività operative ⁽³⁾	4.912	5.673 ⁽²⁾	(761)
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	3.775	3.823 ⁽²⁾	(48)
			Investimenti	12	16	(4)

(1) Di cui 33 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(4) Include 18 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

Risultati economici del secondo trimestre

I **ricavi** del secondo trimestre 2011 ammontano a 3.873 milioni di euro, in diminuzione di 187 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010 (-4,6%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 71 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-1,0 TWh);
- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 56 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-1,1 TWh) e alla riduzione dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione. Tali diminuzioni sono in parte compensate dall'incremento dei ricavi medi connessi alla copertura dei costi di generazione;
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 54 milioni di euro, prevalentemente correlabili alle minori quantità vendute (-259 milioni di metri cubi).

Il **margine operativo lordo** del secondo trimestre 2011 si attesta a 147 milioni di euro, in aumento di 111 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2010. Tale incremento è sostanzialmente imputabile:

- > all'incremento del margine energia del mercato libero per 91 milioni di euro. In particolare, l'effetto positivo derivante da un portafoglio clienti caratterizzato da migliori marginalità unitarie ha più che compensato il decremento delle quantità vendute (-1,0 TWh);
- > a un incremento del margine da vendita di gas naturale ai clienti finali (+10 milioni di euro);
- > al minor margine sulle attività di vendita di energia

elettrica nel mercato regolato per 5 milioni di euro, da riferire sostanzialmente ai minori clienti serviti.

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2011, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 89 milioni di euro (63 milioni di euro nell'analogo periodo del 2010), è pari a 58 milioni di euro, in aumento di 85 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2010. Tale andamento risulta in linea con quello del margine operativo lordo.

Risultati economici del primo semestre

I **ricavi** del primo semestre 2011 ammontano a 8.803 milioni di euro, in diminuzione di 345 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2010 (-3,8%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 146 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-2,2 TWh);
- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 73 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-2,5 TWh) e alla riduzione dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione. Tali diminuzioni sono in parte compensate dall'incremento dei ricavi medi connessi alla copertura dei costi di generazione;
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 82 milioni di euro, prevalentemente correlabili alle minori quantità vendute (-572 milioni di metri cubi);
- > minori contributi di allacciamento per 28 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** del primo semestre 2011 si attesta a 326 milioni di euro, in aumento di 133 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2010. Tale incremento è sostanzialmente imputabile:

- > all'incremento del margine sul mercato libero per 99 milioni di euro, da riferire per 155 milioni di euro al margine energia derivante da un portafoglio clienti, con migliori marginalità unitarie, che ha più che compensato il decremento delle quantità vendute (-2,2 TWh); tale effetto è parzialmente compensato da maggiori costi di gestione e commercializzazione per 56 milioni di euro;
- > a un andamento sostanzialmente costante del margine da vendita di gas naturale ai clienti finali (+2 milioni di euro);
- > all'incremento del margine sul mercato regolato, pari a 32 milioni di euro, per effetto di un efficientamento

operativo che ha più che compensato la riduzione del margine energia (-13 milioni di euro), da riferire sostanzialmente ai minori clienti serviti.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2011, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 146 milioni di euro (142 milioni di euro nell'analogo periodo del 2010), è pari a 180 milioni di euro, in aumento di 129 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010. Tale andamento risulta in linea con quello del margine operativo lordo.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 12 milioni di euro, in diminuzione di 4 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
11.401	10.200	1.201	11,8%	Termoelettrica	23.798	23.143	655	2,8%
4.863	6.576	(1.713)	-26,0%	Idroelettrica	9.184	11.403	(2.219)	-19,5%
3	1	2	200,0%	Altre fonti	4	2	2	100,0%
16.267	16.777	(510)	-3,0%	Totale produzione netta	32.986	34.548	(1.562)	-4,5%

Nel primo semestre 2011 la produzione netta di energia è pari a 32.986 milioni di kWh, con un decremento del 4,5% rispetto allo stesso periodo del 2010; analogo *trend* si registra nel secondo trimestre 2011 con una produzione netta pari a 16.267 milioni di kWh, in calo del 3,0% rispetto al secondo trimestre 2010. La riduzione della produzione idroelettrica nei primi sei mesi del 2011, pari a 2.219

milioni di kWh (-1.713 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), dovuta alla minore idraulicità del periodo e alla variazione del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (-522 milioni di kWh), è stata solo in parte compensata dalla maggiore produzione termoelettrica nello stesso periodo, pari a 655 milioni di kWh (+1.201 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011).

Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre			Milioni di kWh				1° semestre					
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni		
210	1,7%	176	1,6%	34	19,3%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	356	1,4%	423	1,7%	(67)	-15,8%
67	0,6%	154	1,4%	(87)	-56,5%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	173	0,7%	331	1,4%	(158)	-47,7%
277	2,3%	330	3,0%	(53)	-16,1%	Totale olio combustibile	529	2,1%	754	3,1%	(225)	-29,8%
4.208	34,6%	4.750	43,7%	(542)	-11,4%	Gas naturale	9.165	36,3%	10.125	41,1%	(960)	-9,5%
7.511	61,9%	5.676	52,2%	1.835	32,3%	Carbone	15.326	60,6%	13.507	54,8%	1.819	13,5%
143	1,2%	120	1,1%	23	19,2%	Altri combustibili	260	1,0%	243	1,0%	17	7,0%
12.139	100,0%	10.876	100,0%	1.263	11,6%	TOTALE	25.280	100,0%	24.629	100,0%	651	2,6%

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2011 si attesta a 25.280 milioni di kWh (12.139 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011) registrando un incremento del 2,6% rispetto all'analogo periodo del 2010 (+11,6% nel secondo trimestre 2011). L'aumento ha riguardato in particolare la produzione da carbone (+13,5% nel primo semestre 2011 e +32,3% nel secondo trimestre 2011), da riferirsi principalmente al maggior funzionamento dell'impianto di Torvaldaliga Nord. Tale incremento è stato parzialmente compensato dalla

riduzione della produzione da olio combustibile (-29,8% nel primo semestre 2011 e -16,1% nel secondo trimestre 2011), dovuta a uno sfavorevole scenario dei prezzi dei combustibili che ha reso non competitivo l'utilizzo di tale materia, nonché dalla minore produzione da gas naturale (-9,5% nel primo semestre 2011 e -11,4% nel secondo trimestre 2011), dovuta principalmente al minor impiego degli impianti a ciclo combinato dell'area Centro Nord e a un minor funzionamento della sezione olio/gas di Termini Imerese.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro		1° semestre		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione	
5.127	3.768	1.359	Ricavi	10.222	8.236	1.986	
43	196	(153)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	125	399	(274)	
671	569	102	Margine operativo lordo	1.229	1.229	-	
522	440	82	Risultato operativo	940	960	(20)	
			Attività operative	15.200	15.444 ⁽¹⁾	(244)	
			Passività operative	4.220	4.467 ⁽¹⁾	(247)	
			Dipendenti a fine periodo (n.)	6.447	6.601 ⁽¹⁾	(154)	
			Investimenti	109	293	(184)	

(1) Al 31 dicembre 2010 *restated*.

Risultati economici del secondo trimestre

I **ricavi** del secondo trimestre 2011 ammontano a 5.127 milioni di euro, in aumento di 1.359 milioni di euro (+36,1%) rispetto all'analogo periodo del 2010 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

> maggiori ricavi per 620 milioni di euro per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica, connessi essenzialmente alle maggiori quantità vendute (+10,5 TWh);

> maggiori proventi per 237 milioni di euro conseguenti all'adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione residua del Gruppo dopo la perdita del controllo avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance* della società;

> maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 198 milioni di euro, prevalentemente riconducibili ai

- maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+133 milioni di euro), nonché all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica (+0,4 TWh) destinata alle altre Divisioni del Gruppo (+64 milioni di euro), in particolare alle Divisioni estere, le cui maggiori attività hanno più che compensato la contrazione delle vendite in Italia alla Divisione Mercato;
- > maggiori ricavi per vendite di CERs (*Certified Emission Reductions*) per 54 milioni di euro (di cui 24 milioni di euro verso la Divisione Internazionale);
 - > maggiori ricavi per 118 milioni di euro riconducibili al contributo relativo al secondo trimestre 2011 dell'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*. Tali ricavi risultano determinati dal Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE;
 - > maggiori ricavi per *trading* di combustibili, pari a 95 milioni di euro, attribuibili all'incremento dei ricavi da vendita di gas naturale per 85 milioni di euro, nonché all'incremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 10 milioni di euro;
 - > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 84 milioni di euro;
 - > maggiori corrispettivi previsti da delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 37 milioni di euro.
- Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da:
- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 24 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-1,2 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
 - > minori ricavi conseguenti al diverso metodo di consolidamento (da integrale a proporzionale) di Hydro Dolomiti Enel (-40 milioni di euro).

Il **marginale operativo lordo** del secondo trimestre 2011 si attesta a 671 milioni di euro, in aumento di 102 milioni di euro (+17,9%) rispetto al valore registrato nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente; se si esclude da tale variazione il provento derivante dal citato adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel per 237 milioni di euro, il margine operativo lordo risulta in diminuzione di 135 milioni di euro. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile:

- > al decremento del margine da vendita di gas naturale (-60 milioni di euro), dovuto sostanzialmente a una

- revisione della componente tariffaria relativa al costo della materia prima;
- > all'effetto del cambio del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (-26 milioni di euro);
- > alla riduzione del margine di generazione (-59 milioni di euro), riferibile essenzialmente al minor margine per energia non incentivata a seguito della minore produzione idroelettrica, parzialmente compensato dalla rilevazione di maggiori ricavi relativi all'esercizio della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*;
- > all'incremento del margine da attività di *trading* (+12 milioni di euro).

Il **risultato operativo** si attesta a 522 milioni di euro (440 milioni di euro nel secondo trimestre 2010), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 20 milioni di euro, sostanzialmente riconducibili al ripristino, rilevato nel secondo trimestre 2010, del valore di taluni crediti commerciali.

Risultati economici del primo semestre

I **ricavi** del primo semestre 2011 ammontano a 10.222 milioni di euro, in aumento di 1.986 milioni di euro (+24,1%) rispetto all'analogo periodo del 2010 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > maggiori ricavi per 1.104 milioni di euro per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica, connessi essenzialmente alle maggiori quantità vendute (+19,3 TWh);
- > maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 309 milioni di euro, prevalentemente riconducibili ai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+159 milioni di euro), nonché all'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica (+0,9 TWh) destinata alle altre Divisioni del Gruppo (+118 milioni di euro), in particolare alle Divisioni estere, le cui maggiori attività hanno più che compensato la contrazione delle vendite in Italia alla Divisione Mercato;
- > maggiori proventi per 237 milioni di euro conseguenti all'adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione residua del Gruppo dopo la perdita del controllo avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance* della società;

- > maggiori ricavi per vendite di CERs per 57 milioni di euro (di cui 24 milioni di euro verso la Divisione Internazionale);
- > maggiori ricavi per 156 milioni di euro riconducibili al contributo relativo al 2010 e al primo semestre 2011 dell'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*. Tali ricavi risultano determinati in parte (38 milioni di euro) dall'AEEG con la delibera ARG/elt n. 38/11 e in parte (118 milioni di euro) dal Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 110 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per *trading* di combustibili, pari a 133 milioni di euro, attribuibili all'incremento dei ricavi da vendita di gas naturale per 115 milioni di euro, nonché all'incremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 18 milioni di euro;
- > maggiori corrispettivi previsti da delibere dell'AEEG per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 26 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 120 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-2,2 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi conseguenti al diverso metodo di consolidamento (da integrale a proporzionale) di Hydro Dolomiti Enel (-40 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2011 si attesta a 1.229 milioni di euro, in linea con il valore registrato nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente; se si esclude da tale variazione il provento derivante dal citato adeguamento al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel per 237 milioni di euro, il margine operativo lordo risulta in diminuzione per un ammontare di pari valore. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile:

- > alla riduzione del margine di generazione (-148 milioni di euro), riferibile essenzialmente al minor margine per energia non incentivata a seguito della minore produzione idroelettrica, parzialmente compensato dalla rilevazione di maggiori ricavi relativi all'esercizio della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante" nel sistema dell'*emission trading*;

- > al decremento del margine da vendita di gas naturale (-95 milioni di euro), dovuto sostanzialmente a una revisione della componente tariffaria relativa al costo della materia prima;
- > all'effetto del cambio del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (-26 milioni di euro);
- > all'incremento del margine da attività di *trading* (+37 milioni di euro).

Il **risultato operativo** si attesta a 940 milioni di euro (960 milioni di euro nel primo semestre 2010), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 20 milioni di euro, sostanzialmente riconducibili al ripristino, rilevato nel primo semestre 2010, del valore di taluni crediti commerciali.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo semestre 2011 ammontano a 109 milioni di euro e sono prevalentemente riferibili a impianti di generazione. I principali investimenti riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici, nonché interventi di rifacimento/ripotenziamento di impianti idroelettrici già esistenti. La diminuzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente riflette la conclusione di alcuni progetti rilevanti, tra cui la riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
111	154	(43)	Ricavi	206	328	(122)
4	5	(1)	Margine operativo lordo	7	7	-
3	4	(1)	Risultato operativo	5	5	-
			Attività operative	222	316 ⁽¹⁾	(94)
			Passività operative	235	374 ⁽¹⁾	(139)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	1.353	1.339 ⁽¹⁾	14
			Investimenti	1	4	(3)

(1) Al 31 dicembre 2010.

Risultati economici del secondo trimestre

I **ricavi** del secondo trimestre 2011 ammontano a 111 milioni di euro, in calo di 43 milioni di euro (-27,9%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 49 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > un andamento in linea dei ricavi verso le società della Divisione Internazionale, sostanzialmente connesso all'effetto netto delle minori attività in Belgio (9 milioni di euro) e dalle maggiori attività in Russia (5 milioni di euro) e in Slovacchia (4 milioni di euro) per ammodernamento di impianti termoelettrici;
- > maggiori contributi per 8 milioni di euro a fronte del riconoscimento degli stessi da parte della Commissione Europea per il progetto "Carbon Capture and Storage", consistente nello sviluppo e nella realizzazione di un sistema di cattura e stoccaggio della CO₂ a valle del processo di combustione negli impianti di generazione;
- > maggiori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 2 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 4 milioni di euro nel secondo trimestre 2011, sostanzialmente in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** ammonta a 3 milioni di euro nel secondo trimestre 2011, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 1 milione di euro.

Risultati economici del primo semestre

I **ricavi** del primo semestre 2011 ammontano a 206 milioni di euro, in calo di 122 milioni di euro (-37,2%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 107 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 16 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune operazioni finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole;
- > minori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 12 milioni di euro, sostanzialmente connesse alle minori attività in Belgio (16 milioni di euro) e in Russia (3 milioni di euro), solo parzialmente compensate dalle maggiori attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (8 milioni di euro);
- > maggiori contributi per 11 milioni di euro a fronte del riconoscimento degli stessi da parte della Commissione Europea per il progetto "Carbon Capture and Storage", consistente nello sviluppo e nella realizzazione di un sistema di cattura e stoccaggio della CO₂ a valle del processo di combustione negli impianti di generazione.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 7 milioni di euro nel primo semestre 2011, sostanzialmente in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** ammonta a 5 milioni di euro nel primo semestre 2011 (pari valore nel primo semestre 2010), tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 2 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 1 milione di euro, in diminuzione di 3 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				1° semestre			
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni	
59.238	59.584	(346)	-0,6%	121.610	121.489	121	0,1%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾							

(1) Il dato del 2010 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo semestre 2011 si attesta a 121.610 milioni di kWh e mostra un andamento sostanzialmente in linea con il valore

registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Diverso andamento si registra nel secondo trimestre 2011 ove si rileva un decremento dello 0,6%.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
1.811	1.717	94	Ricavi	3.594	3.414	180
1.041	924	117	Margine operativo lordo	2.025	1.845	180
808	697	111	Risultato operativo	1.567	1.405	162
Attività operative ⁽¹⁾				18.337	17.680 ⁽²⁾	657
Passività operative ⁽³⁾				5.977	5.825 ⁽²⁾	152
Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾				19.122	19.152 ⁽²⁾	(30)
Investimenti ⁽⁵⁾				579	509	70

(1) Di cui 88 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 18 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Include 155 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(5) Il dato del primo semestre 2011 non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici del secondo trimestre

I **ricavi** del secondo trimestre 2011 ammontano a 1.811 milioni di euro, in aumento di 94 milioni di euro (+5,5%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente:

> a maggiori ricavi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 84 milioni di euro;

> a maggiori contributi relativi ai titoli di efficienza energetica per 35 milioni di euro;

> alla rilevazione nel secondo trimestre 2011 di proventi connessi alla definizione con F2i Reti Italia di alcune partite relative alla cessione dell'80% di Enel Rete Gas, pari a 19 milioni di euro;

> a maggiori ricavi per vendita di contatori elettronici alla Divisione Iberia e America Latina per 5 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da minori ricavi da trasporto di energia elettrica per 36 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'iscrizione nel secondo trimestre dell'esercizio precedente della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (13 milioni di euro), nonché da un effetto negativo dell'aggiornamento delle tariffe.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.041 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 117 milioni di euro (+12,7%), sostanzialmente riconducibile:

- > a maggiori contributi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 84 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- > alla rilevazione di partite relative alla cessione di Enel Rete Gas (19 milioni di euro), già commentate nei ricavi;
- > a un decremento del costo del lavoro per 66 milioni di euro, da attribuire principalmente alla revisione delle stime sugli oneri per incentivazione anticipata (83 milioni di euro);
- > a un decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 20 milioni di euro, connesso principalmente alla citata rilevazione nel secondo trimestre 2010 della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (13 milioni di euro), all'effetto negativo dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e misura, nonché ai minori volumi distribuiti, solo parzialmente compensato dalla rilevazione di alcune partite pregresse.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 233 milioni di euro (227 milioni di euro nel secondo trimestre 2010), si attesta a 808 milioni di euro, in aumento di 111 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2010 (+15,9%).

Risultati economici del primo semestre

I **ricavi** del primo semestre 2011 ammontano a 3.594 milioni di euro, in aumento di 180 milioni di euro (+5,3%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente:

- > a maggiori ricavi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 136 milioni di euro;
- > a maggiori contributi relativi ai titoli di efficienza energetica per 54 milioni di euro;
- > alla rilevazione nel primo semestre 2011 di proventi connessi alla definizione con F2i Reti Italia di alcune partite connesse alla cessione dell'80% di Enel Rete Gas, pari a 19 milioni di euro;
- > a maggiori ricavi per vendita di contatori elettronici alla Divisione Iberia e America Latina per 9 milioni di euro.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati da minori ricavi da trasporto di energia elettrica per 35 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'iscrizione nel primo semestre dell'esercizio precedente della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (26 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** ammonta a 2.025 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 180 milioni di euro (+9,8%), sostanzialmente riconducibile:

- > a maggiori contributi per connessioni alle reti elettriche, comprensivi dei meccanismi di perequazione, per 136 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- > alla rilevazione di partite relative alla cessione di Enel Rete Gas (19 milioni di euro), già commentate nei ricavi;
- > a un decremento del costo del lavoro per 71 milioni di euro, da attribuire principalmente alla revisione delle stime sugli oneri per incentivazione anticipata (83 milioni di euro);
- > a un decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 40 milioni di euro, connesso principalmente alla citata rilevazione nel primo semestre 2010 della componente tariffaria a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (26 milioni di euro), nonché all'effetto negativo dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e misura, solo parzialmente compensato dai maggiori volumi distribuiti e dalla rilevazione di alcune partite pregresse.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 458 milioni di euro (440 milioni di euro nel primo semestre 2010), si attesta a 1.567 milioni di euro, in aumento di 162 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2010 (+11,5%).

Investimenti

Gli *investimenti* del primo semestre 2011 ammontano a 579 milioni di euro, in crescita di 70 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente, e sono da riferire principalmente agli interventi sulla rete elettrica ad alta e media tensione finalizzati alle connessioni degli impianti da fonti rinnovabili.

Iberia e America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2011	2010	Variazioni				2011	2010	Variazioni			
17.886	12.828	5.058	39,4%	Termoelettrica		35.587	26.593	8.994	33,8%		
5.485	6.323	(838)	-13,3%	Nucleare		11.304	12.816	(1.512)	-11,8%		
8.854	10.600	(1.746)	-16,5%	Idroelettrica		18.719	21.720	(3.001)	-13,8%		
33	39	(6)	-15,4%	Eolica		68	565	(497)	-88,0%		
9	-	9	-	Altre fonti		18	60	(42)	-70,0%		
32.267	29.790	2.477	8,3%	Totale produzione netta		65.696	61.754	3.942	6,4%		

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2011 è pari a 65.696 milioni di kWh (32.267 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), con un incremento di 3.942 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2010 (+2.477 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011).

Nel primo semestre 2011 la produzione netta si incrementa in Europa di 3.801 milioni di kWh (+2.709 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), per effetto essenzialmente della maggiore produzione termoelettrica (+58,2%) che ha più che compensato la minore produzione da fonte nucleare, dovuta al fermo temporaneo di taluni impianti (-11,8%), e idroelettrica,

quest'ultima a seguito della minore idraulicità del periodo. La produzione netta in America Latina aumenta di 141 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della maggiore produzione termoelettrica in Argentina, Cile e Perù, parzialmente compensata dalla riduzione della produzione idroelettrica (dovuta alla minore idraulicità del periodo) in tutti gli altri Paesi latinoamericani in cui la Divisione opera, a eccezione della Colombia e del Perù. Diverso andamento si registra invece nel secondo trimestre 2011 (-232 milioni di kWh), sostanzialmente per effetto della minore produzione in Brasile, Cile e Colombia.

Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre						Milioni di kWh						1° semestre					
2011		2010		Variazioni				2011		2010		Variazioni					
2.558	10,6%	2.232	11,1%	326	14,6%	Oilio combustibile pesante (S>0,25%)		4.600	9,4%	4.182	10,1%	418	10,0%				
-	-	261	1,3%	(261)	-100,0%	Oilio combustibile leggero (S<0,25%)		-	-	326	0,8%	(326)	-100,0%				
2.558	10,6%	2.493	12,4%	65	2,6%	Totale olio combustibile		4.600	9,4%	4.508	10,9%	92	2,0%				
6.900	28,6%	6.374	31,8%	526	8,3%	Gas naturale		16.083	32,9%	13.154	31,9%	2.929	22,3%				
6.744	28,0%	2.914	14,5%	3.830	131,4%	Carbone		13.178	26,9%	7.052	17,1%	6.126	86,9%				
5.721	23,7%	6.572	32,8%	(851)	-12,9%	Combustibile nucleare		11.787	24,1%	13.357	32,4%	(1.570)	-11,8%				
2.187	9,1%	1.711	8,5%	476	27,8%	Altri combustibili		3.264	6,7%	3.171	7,7%	93	2,9%				
24.110	100,0%	20.064	100,0%	4.046	20,2%	TOTALE		48.912	100,0%	41.242	100,0%	7.670	18,6%				

La produzione termica lorda nel primo semestre 2011 è pari a 48.912 milioni di kWh e registra un incremento di 7.670 milioni di kWh (+4.046 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011); il *mix* produttivo utilizzato risente sia

dell'indisponibilità di alcuni impianti sia del differenziale di prezzo rilevato nei due periodi in esame relativamente ad alcuni combustibili, che ne ha condizionato l'impiego.

Vendita di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
Mercato libero:								
25.028	24.445	583	2,4%	- Penisola iberica	52.235	52.172	63	0,1%
1.865	1.809	56	3,1%	- America Latina	3.747	3.673	74	2,0%
26.893	26.254	639	2,4%	Totale mercato libero	55.982	55.845	137	0,2%
Mercato regolato:								
11.872	10.446	1.426	13,7%	- America Latina	23.977	21.311	2.666	12,5%
11.872	10.446	1.426	13,7%	Totale mercato regolato	23.977	21.311	2.666	12,5%
38.765	36.700	2.065	5,6%	TOTALE	79.959	77.156	2.803	3,6%
25.028	24.445	583	2,4%	- di cui penisola iberica	52.235	52.172	63	0,1%
13.737	12.255	1.482	12,1%	- di cui America Latina	27.724	24.984	2.740	11,0%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo semestre 2011 sono pari a 79.959 milioni di kWh (38.765 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), in aumento di 2.803 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2010 (+2.065 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011). All'incremento delle vendite in America Latina

(in particolar modo in Cile), pari a 2.740 milioni di kWh nel primo semestre 2011, conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica, si aggiunge un andamento stabile delle quantità vendute nella penisola iberica. Analogo *trend* si registra anche nel secondo trimestre 2011.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
7.747	7.348	399	Ricavi	15.844	14.843	1.001
4	(10)	14	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(8)	26	(34)
1.791	2.046	(255)	<i>Margine operativo lordo</i>	3.611	4.047	(436)
1.045	1.261	(216)	Risultato operativo	2.197	2.578	(381)
			Attività operative ⁽¹⁾	76.072	77.764 ⁽²⁾	(1.692)
			Passività operative ⁽³⁾	12.086	13.500 ⁽²⁾	(1.414)
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	23.242	24.731 ⁽²⁾	(1.489)
			Investimenti ⁽⁵⁾	933	875	58

(1) Di cui 452 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (484 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 50 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (145 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(4) Include 109 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (1.809 unità al 31 dicembre 2010).

(5) Il dato del primo semestre 2011 non include 61 milioni di euro di investimenti riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici del secondo trimestre

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

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa	5.221	4.859	362	1.019	1.167	(148)	534	693	(159)
America Latina	2.526	2.489	37	772	879	(107)	511	568	(57)
Totale	7.747	7.348	399	1.791	2.046	(255)	1.045	1.261	(216)

I **ricavi** del secondo trimestre 2011 sono in aumento di 399 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 362 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai maggiori ricavi conseguiti nell'attività di generazione dell'energia elettrica, parzialmente compensati dal decremento dei ricavi nell'attività di distribuzione a seguito della cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica in Spagna;
- > maggiori ricavi in America Latina per 37 milioni di euro, riferibili alle maggiori quantità di energia elettrica vendute in tutti i Paesi latinoamericani e in particolare in Cile.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.791 milioni di euro, in diminuzione di 255 milioni di euro (-12,5%) rispetto all'analogo periodo del 2010, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 148 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla riduzione del margine energia per 105 milioni di euro,

nonché agli effetti negativi (-51 milioni di euro) della variazione di perimetro riconducibile alla rete di trasmissione di energia elettrica e alla rete di distribuzione di gas naturale in Spagna e alla cessione di Enel Green Power España alla Divisione Energie Rinnovabili. Tali effetti sono parzialmente compensati da un incremento del margine di distribuzione;

- > una riduzione del margine operativo lordo in America Latina per 107 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile alla riduzione del margine energia per 82 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2011, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 746 milioni di euro (785 milioni di euro nel secondo trimestre 2010), è pari a 1.045 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2010, un decremento di 216 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

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

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa	10.865	10.258	607	2.152	2.451	(299)	1.236	1.557	(321)
America Latina	4.979	4.585	394	1.459	1.596	(137)	961	1.021	(60)
Totale	15.844	14.843	1.001	3.611	4.047	(436)	2.197	2.578	(381)

I **ricavi** del primo semestre 2011 sono in aumento di 1.001 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi in Europa per 607 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai maggiori ricavi conseguiti nell'attività di generazione dell'energia elettrica (di cui 154 milioni di euro relativi a maggiori contributi per la generazione nell'area extrapeninsulare), parzialmente compensati dal decremento dei ricavi nell'attività di distribuzione a seguito della cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica in Spagna e dall'effetto della cessione di Enel Green

Power España alla Divisione Energie Rinnovabili;

- > maggiori ricavi in America Latina per 394 milioni di euro, riferibili alle maggiori quantità di energia elettrica vendute in tutti i Paesi latinoamericani e in particolare in Cile; a tali effetti, si aggiunge la plusvalenza (15 milioni di euro) derivante dalle cessioni di CAM e Synapsis.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 3.611 milioni di euro, in diminuzione di 436 milioni di euro (-10,8%) rispetto all'analogo periodo del 2010, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Europa per 299 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla riduzione del margine energia per 193 milioni di euro, nonché agli effetti negativi (-129 milioni di euro) della variazione di perimetro riconducibile alla rete di trasmissione di energia elettrica e alla rete di distribuzione di gas naturale in Spagna e alla citata cessione di Enel Green Power España. Tali effetti sono parzialmente compensati da un incremento del margine di distribuzione e da proventi essenzialmente relativi a risarcimenti assicurativi;
- > una riduzione del margine operativo lordo in America Latina per 137 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla rilevazione dell'imposta patrimoniale (109 milioni di euro) rilevata in Colombia a seguito della riforma tributaria entrata in vigore con la legge n. 1430/2010.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2011, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 1.414 milioni di

euro (1.469 milioni di euro nel primo semestre 2010), è pari a 2.197 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2010, un decremento di 381 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 933 milioni di euro, con un incremento di 58 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2011 si riferiscono a interventi su impianti di generazione, tra cui: in Spagna e Portogallo la realizzazione di impianti a ciclo combinato (Besos e Granadilla 2), le attività di manutenzione delle turbine degli impianti di Asco e Vandellos, nonché le attività di ampliamento della capacità produttiva della centrale nucleare di Almaraz; in America Latina, tra gli altri, la realizzazione della centrale a carbone Bocamina II e della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

Internazionale

Dati operativi

Produzione netta di energia

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2011	2010	Variazioni				2011	2010	Variazioni			
12.133	10.983	1.150	10,5%	Termoelettrica		24.504	24.048	456	1,9%		
3.528	3.436	92	2,7%	Nucleare		7.393	7.188	205	2,9%		
807	1.490	(683)	-45,8%	Idroelettrica		2.024	2.549	(525)	-20,6%		
5	4	1	25,0%	Altre fonti		12	8	4	50,0%		
16.473	15.913	560	3,5%	Totale produzione netta		33.933	33.793	140	0,4%		

La produzione netta effettuata all'estero nel primo semestre 2011 è pari a 33.933 milioni di kWh (16.473 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), con un incremento di 140 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2010 (+560 milioni di kWh rispetto al secondo trimestre 2010). Tale variazione è riferibile alla maggiore produzione da parte di Enel Maritza East 3 (+434 milioni di kWh) a seguito dell'aumento della domanda di energia elettrica

in Bulgaria, solo parzialmente compensata dalla minore contribuzione di Enel OGK-5 (-167 milioni di kWh), sostanzialmente da attribuire all'indisponibilità di alcuni impianti per attività di manutenzione, e di Slovenské elektrárne (-127 milioni di kWh), a seguito della minore produzione idroelettrica a seguito di sfavorevoli condizioni di idraulicità del periodo.

Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre					Milioni di kWh			1° semestre				
2011		2010		Variazioni		2011		2010		Variazioni		
38	0,2%	44	0,3%	(6)	-13,6%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	67	0,2%	90	0,3%	(23)	-25,6%
5.357	32,3%	4.040	26,2%	1.317	32,6%	Gas naturale	11.080	32,6%	9.726	29,1%	1.354	13,9%
7.390	44,6%	7.634	49,5%	(244)	-3,2%	Carbone	14.868	43,8%	15.873	47,5%	(1.005)	-6,3%
3.792	22,9%	3.699	24,0%	93	2,5%	Combustibile nucleare	7.939	23,4%	7.728	23,1%	211	2,7%
16.577	100,0%	15.417	100,0%	1.160	7,5%	Totale	33.954	100,0%	33.417	100,0%	537	1,6%

La produzione termica lorda del primo semestre 2011 si incrementa di 537 milioni di kWh (+1.160 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), attestandosi a 33.954 milioni di kWh (16.577 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011). Gli incrementi, che hanno riguardato la produzione

da gas naturale in Russia e da fonte nucleare in Slovacchia, sono stati in parte compensati da una minore produzione da carbone, da riferirsi alla già citata indisponibilità degli impianti di Enel OGK-5.

Vendita di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre					
2011		2010		Variazioni		2011		2010		Variazioni	
Mercato libero:											
244	221	23	10,4%	- Romania	501	434	67	15,4%			
2.299	1.358	941	69,3%	- Francia	4.847	2.838	2.009	70,8%			
5.250	1.636	3.614	220,9%	- Russia	11.218	3.676	7.542	205,2%			
880	537	343	63,9%	- Slovacchia	1.769	1.087	682	62,7%			
8.673	3.752	4.921	131,2%	Totale mercato libero	18.335	8.035	10.300	128,2%			
Mercato regolato:											
1.801	1.912	(111)	-5,8%	- Romania	3.903	4.193	(290)	-6,9%			
70	2.689	(2.619)	-97,4%	- Russia	136	6.025	(5.889)	-97,7%			
1.871	4.601	(2.730)	-59,3%	Totale mercato regolato	4.039	10.218	(6.179)	-60,5%			
10.544	8.353	2.191	26,2%	TOTALE	22.374	18.253	4.121	22,6%			
2.045	2.133	(88)	-4,1%	- di cui Romania	4.404	4.627	(223)	-4,8%			
2.299	1.358	941	69,3%	- di cui Francia	4.847	2.838	2.009	70,8%			
5.320	4.325	995	23,0%	- di cui Russia	11.354	9.701	1.653	17,0%			
880	537	343	63,9%	- di cui Slovacchia	1.769	1.087	682	62,7%			

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel primo semestre 2011 si incrementano di 4.121 milioni di kWh (+2.191 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 2.009 milioni di kWh (+941 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011) per effetto della maggiore *anticipated capacity* a disposizione rispetto all'analogo periodo del 2010, al mercato russo per 1.653 milioni di kWh (+995 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011) a seguito dell'estensione

dell'attività in nuove regioni e alle maggiori vendite in Slovacchia per 682 milioni di kWh (+343 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011). Tale incremento è solo parzialmente compensato dalle minori vendite delle società rumene per 223 milioni di kWh (-88 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), prevalentemente da attribuire al calo delle vendite rilevato in particolare nella regione servita da Enel Energie Muntenia a seguito della cessazione dei contratti con i clienti *business*.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2011	2010	Variazione		2011	2010	Variazione
1.794	1.473	321	Ricavi	3.819	3.111	708
8	(8)	16	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(10)	(13)	3
349	464	(115)	Margine operativo lordo	798	841	(43)
202	345	(143)	Risultato operativo	496	581	(85)
			Attività operative ⁽¹⁾	13.014	13.103 ⁽²⁾	(89)
			Passività operative ⁽³⁾	5.193	5.184 ⁽²⁾	9
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	14.250	14.876 ⁽²⁾	(626)
			Investimenti ⁽⁵⁾	573	559	14

(1) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(4) Include 503 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(5) Il dato del primo semestre 2011 non include 4 milioni di euro di investimenti riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati economici del secondo trimestre

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

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa centrale	835	636	199	122	283	(161)	59	236	(177)
Europa sud-orientale	318	290	28	119	103	16	67	63	4
Russia	641	547	94	108	78	30	76	46	30
Totale	1.794	1.473	321	349	464	(115)	202	345	(143)

I **ricavi** del secondo trimestre 2011 sono in crescita di 321 milioni di euro (+21,8%) passando da 1.473 milioni di euro a 1.794 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 199 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 184 milioni di euro e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 28 milioni di euro. Entrambe le variazioni sono da collegare a maggiori quantità vendute;
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 94 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle maggiori quantità vendute da RusEnergoSbyt e all'incremento dei prezzi unitari di vendita dell'energia generata da Enel OGK-5;
- > ai maggiori ricavi in Europa sud-orientale per 28 milioni di euro, da riferire per 12 milioni di euro alla rilevazione della plusvalenza per la cessione delle società bulgare Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo; a tale effetto si aggiungono i maggiori ricavi derivanti dalle attività di generazione e distribuzione di energia elettrica, solo parzialmente

compensati dai minori ricavi delle società di vendita a seguito della maggiore apertura del mercato.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 349 milioni di euro registrando un decremento di 115 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2010. Tale andamento è relativo essenzialmente:

- > a un decremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 161 milioni di euro, da riferire sostanzialmente a Slovenské elektrárne (a seguito del rilascio nel secondo trimestre 2010 dell'accantonamento al fondo smantellamento combustibili nucleari per 116 milioni di euro);
- > a un maggior margine in Europa sud-orientale per 16 milioni di euro, connesso essenzialmente alla citata plusvalenza per la cessione delle società bulgare;
- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 30 milioni di euro, per l'effetto congiunto del maggior margine di Enel OGK-5 pari a 25 milioni di euro e di RusEnergoSbyt per 5 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2011 è pari a 202 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2010, un decremento di 143 milioni di euro (-41,4%), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 28 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

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

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Europa centrale	1.790	1.327	463	379	502	(123)	253	371	(118)
Europa sud-orientale	631	611	20	190	172	18	70	93	(23)
Russia	1.398	1.173	225	229	167	62	173	117	56
Totale	3.819	3.111	708	798	841	(43)	496	581	(85)

I **ricavi** del primo semestre 2011 sono in crescita di 708 milioni di euro (+22,9%) passando da 3.111 milioni di euro a 3.819 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 463 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 360 milioni di euro e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 102 milioni di euro. Entrambe le variazioni sono da collegare a maggiori quantità vendute;
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 225 milioni di euro, prevalentemente riferibile alle maggiori quantità vendute da RusEnergosbyt e all'incremento dei prezzi unitari di vendita dell'energia generata da Enel OGK-5;
- > ai maggiori ricavi in Europa sud-orientale per 20 milioni di euro, da riferire per 12 milioni di euro alla rilevazione della plusvalenza per la cessione delle società bulgare Enel Maritza East 3, Enel Operations Bulgaria e delle relative *holding* di controllo; a tale effetto si aggiungono i maggiori ricavi derivanti dalle attività di generazione e distribuzione di energia elettrica, solo parzialmente compensati dai minori ricavi delle società di vendita a seguito della maggiore apertura del mercato.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 798 milioni di euro registrando un decremento di 43 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010. Tale andamento è relativo essenzialmente:

- > a un decremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 123 milioni di euro, da riferire sostanzialmente a Slovenské elektrárne (a seguito del rilascio nel primo semestre 2010 dell'accantonamento al fondo smantellamento combustibili nucleari per 116 milioni di euro);

- > all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 62 milioni di euro, per l'effetto congiunto del maggior margine di Enel OGK-5 pari a 43 milioni di euro e di RusEnergosbyt per 19 milioni di euro;
- > a un maggior margine in Europa sud-orientale per 18 milioni di euro, connesso essenzialmente alla citata plusvalenza per la cessione delle società bulgare.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2011 è pari a 496 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2010, un decremento di 85 milioni di euro (-14,6%), tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 42 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 573 milioni di euro, in aumento di 14 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione si riferisce sostanzialmente ai maggiori investimenti sugli impianti di produzione nucleare di Slovenské elektrárne, parzialmente compensati dai minori investimenti sugli impianti termoelettrici.

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2011	2010	Variazioni			2011	2010	Variazioni	
Italia:								
1.782	2.083	(301)	-14,5%	Idroelettrica	3.252	3.514	(262)	-7,5%
1.336	1.264	72	5,7%	Geotermoelettrica	2.656	2.512	144	5,7%
205	148	57	38,5%	Eolica	400	368	32	8,7%
3	-	3	-	Altre fonti	3	-	3	-
3.326	3.495	(169)	-4,8%	Totale produzione netta in Italia	6.311	6.394	(83)	-1,3%
Estero:								
1.109	1.125	(16)	-1,4%	Idroelettrica	2.350	2.259	91	4,0%
63	54	9	16,7%	Geotermoelettrica	140	133	7	5,3%
1.247	1.079	168	15,6%	Eolica	2.630	1.811	819	45,2%
161	153	8	5,2%	Altre fonti	325	230	95	41,3%
2.580	2.411	169	7,0%	Totale produzione netta all'estero	5.445	4.433	1.012	22,8%
5.906	5.906	-	-	TOTALE	11.756	10.827	929	8,6%

La produzione netta della Divisione aumenta nel primo semestre 2011 di 929 milioni di kWh (+8,6%) raggiungendo 11.756 milioni di kWh (5.906 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011). Tale incremento è attribuibile per 1.012 milioni di kWh (+169 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011) alla maggior generazione all'estero, la cui produzione da fonte eolica risente dell'effetto della variazione del perimetro di consolidamento relativa all'acquisto (dalla Divisione Iberia e America Latina) di ECyR (Enel Green Power España) e della maggiore produzione dei parchi eolici di Smoky I e II, Snyder e New York Wind, tutti negli Stati

Uniti. A tali fenomeni si aggiunge la maggiore produzione idroelettrica dovuta alle migliori condizioni di idraulicità del periodo, registrata in particolare in Nord America.

La produzione netta in Italia diminuisce nel primo semestre 2011 di 83 milioni di kWh (-1,3%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-169 milioni di kWh nel secondo trimestre 2011), principalmente per la minore produzione idroelettrica, solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione geotermoelettrica (a seguito della maggiore capacità installata) ed eolica.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre		
2011	2010	Variazione			2011	2010	Variazione
723	517	206		Ricavi	1.329	974	355
1	38	(37)		Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	3	63	(60)
486	325	161		<i>Margine operativo lordo</i>	876	651	225
385	233	152		Risultato operativo	684	495	189
				Attività operative ⁽¹⁾	10.203	9.654 ⁽²⁾	549
				Passività operative ⁽³⁾	1.171	1.235 ⁽²⁾	(64)
				Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽⁴⁾	3.079	2.955 ⁽²⁾	124
				Investimenti	624	339	285

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011 (399 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(2) Al 31 dicembre 2010.

(3) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

(4) Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Risultati economici del secondo trimestre

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

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Italia e resto d'Europa	363	344	19	228	235	(7)	183	196	(13)
Iberia e America Latina	308	142	166	225	69	156	179	28	151
Nord America	52	31	21	33	21	12	23	9	14
Totale	723	517	206	486	325	161	385	233	152

I **ricavi** sono in aumento di 206 milioni di euro (+39,8%) passando da 517 milioni di euro a 723 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 166 milioni di euro, a seguito principalmente:
 - dell'adeguamento al *fair value* delle attività nette relative a TP - Sociedade Térmica Portuguesa (precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto) per la parte posseduta *ante* l'acquisizione dell'ulteriore pacchetto azionario che ne ha consentito il pieno controllo (22 milioni di euro), nonché della rideterminazione al *fair value* delle attività nette già possedute in Enel Unión Fenosa Renovables (76 milioni di euro);
 - della rilevazione della plusvalenza per 25 milioni di euro derivante dalla cessione a Gas Natural degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables;
 - dei maggiori prezzi medi di vendita;
- > all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 19 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
 - maggiori ricavi di Enel.si per 6 milioni di euro, prevalentemente connessi alla vendita di pannelli fotovoltaici;
 - un andamento in linea dei ricavi da generazione in Italia, minori vendite di certificati verdi (11 milioni di euro) e minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (10 milioni di euro); tali fattori sono stati compensati dalle maggiori vendite sulla Borsa dell'energia elettrica e tramite contratti bilaterali;

> ai maggiori ricavi in Nord America per 21 milioni di euro, per effetto principalmente dell'aumento delle vendite di energia.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 486 milioni di euro, in crescita di 161 milioni di euro (+49,5%) rispetto al secondo trimestre 2010; tale crescita è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina, pari a 156 milioni di euro, per effetto della rideterminazione al *fair value* delle attività nette possedute in TP - Sociedade Térmica Portuguesa ed Enel Unión Fenosa Renovables, nonché della rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione a Gas Natural degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables, già commentata nei ricavi, oltre che dei maggiori margini di generazione realizzati in Spagna e nei Paesi latinoamericani a seguito dei maggiori prezzi medi di vendita;
- > all'aumento del margine in Nord America per 12 milioni di euro, per effetto principalmente dell'aumento delle vendite di energia;
- > alla riduzione del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 7 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, pari a 385 milioni di euro, registra un incremento di 152 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 9 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

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

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione	2011	2010	Variazione
Italia e resto d'Europa	720	656	64	441	470	(29)	352	395	(43)
Iberia e America Latina	502	243	259	362	132	230	281	76	205
Nord America	107	75	32	73	49	24	51	24	27
Totale	1.329	974	355	876	651	225	684	495	189

I **ricavi** sono in aumento di 355 milioni di euro (+36,4%) passando da 974 milioni di euro a 1.329 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- > ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 259 milioni di euro, a seguito principalmente:
 - dell'adeguamento al *fair value* delle attività nette relative a Sociedad Eólica de Andalucía e TP - Sociedade Térmica Portuguesa (precedentemente consolidate con il metodo del patrimonio netto) per la parte posseduta *ante* l'acquisizione dell'ulteriore pacchetto azionario che ne ha consentito il pieno controllo (45 milioni di euro), nonché della rideterminazione al *fair value* delle attività nette già possedute in Enel Unión Fenosa Renovables (76 milioni di euro);
 - della rilevazione della plusvalenza per 25 milioni di euro derivante dalla cessione a Gas Natural degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables;
 - della citata variazione di perimetro, nonché dei maggiori prezzi medi di vendita;
- > all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 64 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
 - maggiori ricavi di Enel.si per 37 milioni di euro, prevalentemente connessi alla vendita di pannelli fotovoltaici;
 - maggiori ricavi da generazione in Italia, per effetto prevalentemente delle vendite sulla Borsa dell'energia elettrica e tramite contratti bilaterali (per complessivi 52 milioni di euro), parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi per energia incentivata CIP 6 (31 milioni di euro) e dalle minori vendite di certificati verdi (5 milioni di euro);
 - maggiori ricavi per 3 milioni di euro nel resto d'Europa;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 32 milioni di euro, per effetto principalmente dell'aumento delle vendite di energia e di un indennizzo ricevuto dalle autorità canadesi per la definizione di un contenzioso.

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 876 milioni di euro, in crescita di 225 milioni di euro (+34,6%) rispetto al primo semestre 2010; tale crescita è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina, pari a 230 milioni di euro, per effetto della rideterminazione al *fair value* delle attività nette possedute in Sociedad Eólica de Andalucía, TP - Sociedade Térmica Portuguesa ed Enel Unión Fenosa Renovables, nonché della rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione a Gas Natural degli asset

di Enel Unión Fenosa Renovables, già commentata nei ricavi, oltre che dei maggiori margini di generazione realizzati in Spagna e nei Paesi latinoamericani a seguito dei maggiori prezzi medi di vendita (oltre alla citata variazione di perimetro);

- > all'aumento del margine in Nord America per 24 milioni di euro, per effetto principalmente dell'aumento delle vendite di energia e del citato indennizzo ricevuto dalle autorità canadesi;
- > alla riduzione del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 29 milioni di euro, dovuto prevalentemente ai minori ricavi per energia incentivata CIP 6 e all'incremento dei costi del personale e per servizi.

Il **risultato operativo**, pari a 684 milioni di euro, registra un incremento di 189 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 36 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alla variazione del perimetro di consolidamento.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo semestre 2011 ammontano a 624 milioni di euro, con un incremento di 285 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente a impianti eolici in Italia ed Europa, in Iberia e in Nord America (435 milioni di euro), a impianti solari in Italia e Grecia (75 milioni di euro), a impianti idroelettrici in Italia, Guatemala e Costa Rica (47 milioni di euro) e a impianti geotermici in Italia (34 milioni di euro).

Capogruppo, Servizi e Altre attività

2° trimestre			Milioni di euro			1° semestre		
2011	2010	Variazione				2011	2010	Variazione
Capogruppo								
182	187	(5)	Ricavi			340	323	17
(11)	(5)	(6)	<i>Margine operativo lordo</i>			(28)	(3)	(25)
(14)	(7)	(7)	Risultato operativo			(33)	(6)	(27)
			Attività operative			1.224	1.075 ⁽¹⁾	149
			Passività operative			1.551	1.166 ⁽¹⁾	385
			Dipendenti a fine periodo (n.)			853	803 ⁽¹⁾	50
			Investimenti			2	-	2
Servizi e Altre attività								
278	276	2	Ricavi			529	524	5
58	41	17	<i>Margine operativo lordo</i>			94	73	21
33	12	21	Risultato operativo			45	19	26
			Attività operative			2.515	2.529 ⁽¹⁾	(14)
			Passività operative			1.562	1.543 ⁽¹⁾	19
			Dipendenti a fine periodo (n.)			3.956	4.033 ⁽¹⁾	(77)
			Investimenti			13	34	(21)

(1) Al 31 dicembre 2010.

Capogruppo

Risultati economici del secondo trimestre

I **ricavi** del secondo trimestre 2011 risultano pari a 182 milioni di euro, con un decremento di 5 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-2,7%) riferibile essenzialmente a:

- > minori ricavi per 8 milioni di euro, relativi alle attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo;
- > un andamento in linea dei ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico (+1 milione di euro).

Il **margine operativo lordo** del secondo trimestre 2011, negativo per 11 milioni di euro, registra un decremento di 6 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso ai maggiori costi di struttura per 16 milioni di euro, parzialmente compensato da un incremento del margine energia (+9 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, negativo per 14 milioni di euro, risulta in diminuzione di 7 milioni di euro rispetto a quello del secondo trimestre 2010, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Risultati economici del primo semestre

I **ricavi** del primo semestre 2011 risultano pari a 340 milioni di euro, con un incremento di 17 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+5,3%) riferibile essenzialmente a:

- > maggiori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 9 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'aumento del prezzo medio di vendita di energia con quantità sostanzialmente invariate;
- > maggiori ricavi per 8 milioni di euro, relativi alle attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo.

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2011, negativo per 28 milioni di euro, registra un decremento di 25 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso ai maggiori costi di struttura per 27 milioni di euro (di cui 16 milioni di euro per maggiore attività di comunicazione e 11 milioni di euro per maggiori costi del personale), in presenza di un andamento del margine energia in linea con il valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+1 milione di euro).

Il **risultato operativo**, negativo per 33 milioni di euro, risulta in diminuzione di 27 milioni di euro rispetto a quello del primo semestre 2010, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo semestre 2011 ammontano a 2 milioni di euro.

Servizi e Altre attività

Risultati economici del secondo trimestre

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività del secondo trimestre 2011 sono pari a 278 milioni di euro, con un incremento di 2 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2010. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per lavori in corso su ordinazione, principalmente relativi a progetti informatici, i maggiori ricavi per servizi di telefonia verso le società del Gruppo, nonché i maggiori ricavi per vendite di beni. Tali incrementi sono parzialmente compensati dai minori ricavi verso la Divisione Mercato per servizi informatici.

Il **margine operativo lordo** del secondo trimestre 2011 è pari a 58 milioni di euro, con un incremento di 17 milioni di euro (+41,5%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente, a seguito dell'effetto positivo della revisione di stime delle passività per incentivazione anticipata del personale (11 milioni di euro), nonché dell'efficientamento operativo.

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2011 si attesta a 33 milioni di euro, in aumento di 21 milioni di euro

rispetto al secondo trimestre 2010, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 4 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività del primo semestre 2011 sono pari a 529 milioni di euro, con un incremento di 5 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2010. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per lavori in corso su ordinazione, principalmente relativi a progetti informatici, i maggiori ricavi per servizi di telefonia verso le società del Gruppo, nonché i maggiori ricavi per vendite di beni. Tali incrementi sono parzialmente compensati dai minori ricavi verso la Divisione Mercato per servizi informatici.

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2011 è pari a 94 milioni di euro, con un incremento di 21 milioni di euro (+28,8%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente, a seguito dell'effetto positivo della revisione di stime delle passività per incentivazione anticipata del personale (11 milioni di euro), nonché dell'efficientamento operativo.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2011 si attesta a 45 milioni di euro, in aumento di 26 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 5 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo semestre 2011 ammontano a 13 milioni di euro, in diminuzione di 21 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Fatti di rilievo del primo semestre 2011

Accordo per lo sviluppo della geotermia in Turchia

In data 24 gennaio 2011 Enel Green Power ha raggiunto un accordo con il gruppo industriale turco Uzun per lo sviluppo di impianti geotermici in Turchia. In particolare, l'intesa siglata prevede la costituzione di una società di ricerca ed esplorazione, gestita e partecipata a maggioranza da Enel Green Power (EGP) e per una quota di minoranza da Meteor (società controllata al 70% da Uzun e al 30% dalla società turca di consulenza geotermica G-Energy).

La nuova società deterrà un pacchetto di 142 licenze esplorative nella zona occidentale del Paese, dove effettuare le attività di esplorazione superficiale e profonda finalizzate all'individuazione di risorse geotermiche adatte alla generazione di energia elettrica e calore. Le licenze sono state ottenute da Meteor in base alla

legge che prevede la possibilità per i privati di investire nella ricerca di risorse geotermiche per il loro utilizzo come fonte di produzione di energia, riscaldamento e per l'agricoltura.

EGP finanzia inizialmente l'esplorazione di superficie per procedere all'identificazione delle zone più idonee per lo sviluppo dei progetti geotermici, dando luogo a quello che potrebbe risultare uno dei poli più importanti nel settore geotermico in Turchia. Meteor parteciperà *pro quota* agli investimenti effettuati da EGP per le attività di esplorazione sia superficiale sia profonda. Saranno poi costituite apposite società, sempre a maggioranza EGP, per lo sviluppo di ciascun progetto geotermico individuato nelle diverse zone.

Rimborso parziale del *Credit Facility Agreement*

In data 31 gennaio 2011 è stato effettuato un rimborso anticipato volontario del *Credit Facility Agreement* in capo a Enel Finance International ed Enel SpA, di cui:

- > 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;

- > 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
- > 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

Vendita di CAM e Synapsis

In data 24 febbraio 2011 si è completata la cessione alla società peruviana Grana y Montero della società Compañía Americana de Multiservicios (CAM), per un importo di 20 milioni di dollari (14 milioni di euro al cambio della data dell'operazione). Successivamente, in data 1° marzo

2011, è stata perfezionata la cessione della società Synapsis IT Soluciones y Servicios (Synapsis) a Riverwood Capital per un corrispettivo di 52 milioni di dollari (38 milioni di euro al cambio della data dell'operazione).

Emissione di obbligazioni da collocare presso investitori istituzionali

In data 2 marzo 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato di Gruppo e al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2011 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 1 miliardo di euro.

In esecuzione di tale deliberazione consiliare, la controllata olandese Enel Finance International ha realizzato (con garanzia della Capogruppo) le seguenti operazioni presso investitori istituzionali:

- > due *private placement* nel corso del mese di marzo 2011 per un importo complessivo di 200 milioni di euro, caratterizzati da una durata media ponderata di circa 20 anni e da un costo medio di circa il 5,78%;
- > un prestito obbligazionario in data 27 maggio 2011 per un importo complessivo di 250 milioni di franchi svizzeri (corrispondenti a circa 205 milioni di euro), caratterizzato da una durata media ponderata di 6,3 anni, che ha formato oggetto di *swap* in euro a un costo medio del 3,96%;
- > un *private placement* in data 6 giugno 2011 per un

importo complessivo di 11,5 miliardi di yen (corrispondenti a circa 100 milioni di euro), caratterizzato da una durata di 7 anni, che ha formato oggetto di *swap* in euro a un costo del 3,915%.

In data 16 giugno 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, nell'ambito della medesima strategia, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2012 di uno o più prestiti obbligazionari, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 5 miliardi di euro; tali prestiti saranno collocati presso investitori istituzionali ovvero presso il pubblico dei risparmiatori individuali ("*retail*"), in funzione delle opportunità offerte di volta in volta dal mercato. Le emissioni potranno essere effettuate direttamente da parte di Enel SpA ovvero da parte della controllata olandese Enel Finance International (con garanzia della Capogruppo), in relazione alle opportunità che questa seconda soluzione potrà offrire per il collocamento su mercati regolamentati esteri.

Contestualmente, lo stesso Consiglio di Amministrazione ha disposto la revoca della deliberazione del 2 marzo 2011, facendo comunque salvi la validità e gli effetti dei prestiti emessi in attuazione di tale deliberazione.

Acquisto di ulteriori quote nel capitale di CESI SpA

In data 11 marzo 2011 Enel SpA ha acquistato l'intera partecipazione detenuta da E.ON Produzione SpA in CESI SpA, corrispondente al 3,9% (134.033 azioni) del capitale sociale di quest'ultima. Successivamente, in data 25 marzo 2011, sono state acquisite da Edison, Edipower, Iren

Energia e A2A altre quote azionarie della stessa società corrispondenti al 9,6% (328.432 azioni) del capitale sociale. A valle di tali operazioni, la partecipazione di Enel SpA nella società si attesta al 40,9% del relativo capitale sociale.

Accordo per l'acquisizione di Sociedad Eólica de Andalucía

In data 31 marzo 2011 Enel Green Power España ha siglato un accordo per l'acquisto della partecipazione del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía - SEA,

detenuta da DEPSA (Desarrollos Eólicos Promoción SA). Con questa acquisizione, Enel Green Power España rafforza la sua partecipazione in SEA, passando dal 46,67% al

63,34%, assumendone, in qualità di azionista di maggioranza, il pieno controllo.

La SEA è proprietaria di due impianti eolici, Planta Eólica

del Sur con 42 MW ed Energía Eólica del Estrecho con 32 MW nella provincia di Cadice, con una capacità totale di 74 MW e una produzione annua di 256.000 MWh.

Acquisto della licenza per l'estrazione del gas in Algeria

Il 27 aprile 2011 Enel ha finalizzato il contratto di acquisto del 18,375% della licenza Isarene (Algeria) dalla società irlandese Petroceltic International. La licenza contiene la scoperta Ain Tsila, classificata dalla società di consulenza internazionale IHS tra le dieci maggiori scoperte di gas effettuate nel 2009, di gran lunga la maggiore in Algeria degli ultimi anni.

Petroceltic, società che opera nell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Algeria, Tunisia e Italia, manterrà il ruolo di operatore della licenza. Enel e Petroceltic

condurranno congiuntamente i lavori di *appraisal* su Isarene, volti a quantificare e massimizzare le riserve presenti nel giacimento, che prevedono la perforazione di 6 pozzi entro la fine dell'anno corrente. Al termine del suddetto programma lavori, Enel e Petroceltic dovranno presentare a Sonatrach, società di Stato algerina e terzo *partner* della licenza con il 25%, un *Field Development Plan*. Su tale base verrà richiesta alle autorità algerine l'autorizzazione allo sviluppo e alla produzione. La prima produzione di gas è attesa a partire dal 2017.

Nuovo sito di stoccaggio del gas di Romanengo

In data 26 maggio 2011 Enel Stoccaggi Srl, società partecipata da Enel (51%) e F2i (49%), ha ottenuto la Valutazione di Impatto Ambientale positiva con prescrizioni, per il progetto di "Conversione a stoccaggio di gas naturale del giacimento di Romanengo (CR)".

Il parere favorevole, rilasciato dal Ministero dell'Ambiente, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, con l'approvazione delle istituzioni locali e degli altri enti interessati, si aggiunge al Nulla Osta di Fattibilità (NOF), già in possesso della società.

Suddivisione di Enel Unión Fenosa Renovables tra Enel Green Power España e Gas Natural Fenosa

In data 30 maggio 2011 Enel Green Power SpA (EGP) e la sua controllata Enel Green Power España SL (EGPE) hanno finalizzato l'accordo firmato con Gas Natural SDG, SA (Gas Natural Fenosa) per la suddivisione (*break-up*) degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER), società controllata pariteticamente sino a tale data dai due soci EGPE e Gas Natural Fenosa.

In particolare, le attività di EUFER sono state suddivise in

due parti ben bilanciate in termini di valore, EBITDA, capacità installata e *mix* di rischio e tecnologia. Una parte è stata assegnata a Gas Natural Fenosa, mentre EGPE ha mantenuto l'altra parte in qualità di azionista unico di EUFER. Il *break-up* è stato finalizzato mediante la riduzione del 50% del capitale di EUFER a favore del socio Gas Natural Fenosa, a fronte della cessione alla stessa di una parte degli asset della società.

Enel Green Power, Generali e Terrae: accordo per lo sviluppo delle biomasse

In data 6 giugno 2011 Enel Green Power e Generali hanno finalizzato l'accordo con Terrae, la società che ha lo scopo di riconvertire e valorizzare il settore bieticolosaccarifero, e ANB - Associazione Nazionale dei Bieticoltori, per l'acquisizione di una quota del 15% ciascuno del capitale sociale di Terrae. L'accordo prevede, inoltre, una partecipazione di controllo di Enel Green Power nelle società che verranno costituite per lo sviluppo delle iniziative di carattere

industriale di taglia maggiore. Terrae proseguirà il processo di collocamento delle residue azioni proprie in portafoglio, corrispondenti al 18% del capitale sociale. ANB rimane socio con il 41% del capitale, a conferma dell'importanza della componente agricola nella strategia di Terrae sull'approvvigionamento di biomassa quale materia prima per la produzione di energia elettrica.

Acquisizione di Sociedade Térmica Portuguesa (TP)

In data 9 giugno 2011 Enel Green Power España, attraverso la sua controllata Finerge, ha acquisito dall'altro socio Sonae Capital, un'ulteriore quota del 50% nella Sociedade Térmica Portuguesa SA (TP) divenendo così l'unico azionista della società.

TP detiene partecipazioni in 13 impianti di cogenerazione

e 2 parchi eolici in Portogallo, nonché una partecipazione diretta del 20% in ENEOP, il Consorzio che è stato autorizzato a costruire un totale di 1.200 MW di energia eolica nel Paese. Enel Green Power detiene una partecipazione diretta in ENEOP pari al 20%.

Acquisizione del 51% di un nuovo parco eolico in Oklahoma

In data 17 giugno 2011 Enel Green Power North America (EGP NA) ha acquisito il 51% del progetto eolico di Rocky Ridge, la cui costruzione, in Oklahoma, inizierà in autunno. Rocky Ridge è stato sviluppato da TradeWind Energy, partner di EGP NA, che ha un accordo con Western Farmers Electric Cooperative per l'acquisto dell'energia prodotta

dall'impianto. Il nuovo impianto, con una capacità totale di circa 150 MW, una volta a regime produrrà circa 630 milioni di kWh l'anno, provvedendo al fabbisogno energetico di quasi 55.000 famiglie americane, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 470.000 tonnellate di CO₂ l'anno.

Cessione della partecipazione in Maritza

In data 28 giugno 2011 la controllata olandese Enel Investment Holding BV (EIH), in attuazione dell'accordo raggiunto il 14 marzo 2011 con ContourGlobal LP (ContourGlobal), ha perfezionato la cessione in favore di quest'ultima dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding BV e Maritza O&M Holding Netherland BV. Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Maritza East 3

AD, proprietaria a sua volta di una centrale a lignite con capacità installata pari a 908 MW (Maritza), e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria AD, responsabile della gestione e manutenzione dell'impianto di Maritza. Il corrispettivo complessivo riconosciuto da ContourGlobal per le partecipazioni societarie oggetto di cessione da parte di Enel è pari a 230 milioni di euro.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

Indicatori di mercato	1° semestre	
	2011	2010
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	111,1	78,4
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽¹⁾	640,4	468,8
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) ⁽²⁾	123,7	83,0
Prezzo medio del gas (Gb pence/therm) ⁽³⁾	57,3	37,0
Cambio medio dollaro USA per euro	1,40	1,33
Euribor a sei mesi (media del periodo)	1,53%	0,97%

(1) Indice Platt's CIF Med.

(2) Indice API#2.

(3) Indice Belgium Zeebrugge.

Il mercato dei combustibili nei due periodi in esame ha evidenziato un generale *trend* di rialzo dei prezzi, da riferire sostanzialmente alla ripresa dell'economia in tutti i principali mercati internazionali.

I mercati monetari nel primo semestre 2011 e nel primo semestre 2010 hanno evidenziato andamenti riconducibili prevalentemente alla crisi che ha caratterizzato i mercati finanziari.

Italia

Il mercato dell'energia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

2° trimestre				1° semestre				
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni		
Produzione netta:								
49.345	49.265	80	0,2%	- termoelettrica	107.462	106.621	841	0,8%
14.393	16.393	(2.000)	-12,2%	- idroelettrica	24.168	27.969	(3.801)	-13,6%
2.102	1.915	187	9,8%	- eolica	4.327	4.543	(216)	-4,8%
1.340	1.268	72	5,7%	- geotermoelettrica	2.663	2.521	142	5,6%
1.898	550	1.348	-	- fotovoltaica	2.696	789	1.907	-
69.078	69.391	(313)	-0,5%	Totale produzione netta	141.316	142.443	(1.127)	-0,8%
10.757	11.267	(510)	-4,5%	Importazioni nette	22.744	22.984	(240)	-1,0%
79.835	80.658	(823)	-1,0%	Energia immessa in rete	164.060	165.427	(1.367)	-0,8%
(526)	(1.263)	737	58,4%	Consumi per pompaggi	(1.165)	(2.649)	1.484	56,0%
79.309	79.395	(86)	-0,1%	Energia richiesta sulla rete	162.895	162.778	117	0,1%

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo giugno 2011). I volumi del 2010 sono allineati ai dati definitivi sulla domanda di energia elettrica in Italia pubblicati da Terna il 25 luglio 2011. Si precisa inoltre che Terna, in sede di pubblicazione, in data 29 luglio 2011, del comunicato "Approvati i risultati al 30 giugno 2011", ha riallineato i dati provvisori del primo semestre 2011 sul fabbisogno in Italia di energia, riposizionando la variazione verso il primo semestre del 2010 al +1,6%, per la quale non sono al momento disponibili i dettagli.

L'energia richiesta in Italia risulta in linea nel primo semestre 2011 (+0,1%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2010, attestandosi a 162,9 TWh (79,3 TWh nel secondo trimestre 2011). L'energia richiesta nel semestre è stata soddisfatta per l'86,0% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,9% nel primo semestre 2010) e per il restante 14,0% dalle importazioni nette (14,1% nel primo semestre 2010).

Le importazioni nette del primo semestre 2011 registrano un decremento di 0,2 TWh (-0,5 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, rilevato prevalentemente nel secondo trimestre.

La produzione netta nel primo semestre 2011 registra un decremento dello 0,8% (-1,1 TWh), sostanzialmente da riferire alla riduzione della fonte idroelettrica (-3,8 TWh) dovuta alle migliori condizioni di idraulicità del precedente periodo, nonché a una minore produzione eolica (-0,1 TWh). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento della produzione fotovoltaica (+1,9 TWh) e da un incremento della produzione termoelettrica (+0,8 TWh). Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2011, fatta eccezione per la produzione da fonte eolica, in aumento del 9,8% (+0,2 TWh).

Il mercato del gas

Domanda di gas naturale in Italia

2° trimestre				Miliardi di m ³		1° semestre			
2011	2010	Variazioni				2011	2010	Variazioni	
3,0	3,8	(0,8)	-21,1%	Usi domestici e civili		18,6	20,0	(1,4)	-7,0%
4,1	4,2	(0,1)	-2,4%	Industria e Servizi		8,5	8,7	(0,2)	-2,3%
6,5	6,6	(0,1)	-1,5%	Termoelettrico		14,4	14,4	-	-
0,4	0,4	-	-	Altro ⁽¹⁾		1,0	1,1	(0,1)	-9,1%
14,0	15,0	(1,0)	-6,7%	Totale		42,5	44,2	(1,7)	-3,8%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel primo semestre 2011 si attesta a 42,5 miliardi di metri cubi, registrando un decremento del 3,8% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

La riduzione ha riguardato tutte le tipologie di consumi, a eccezione del termoelettrico che risulta in linea; i consumi

domestici e civili risultano invece in diminuzione, a seguito essenzialmente di condizioni climatiche più rigide del primo trimestre 2010.

Analogo andamento è stato registrato nel secondo trimestre 2011 ove tale decremento risulta particolarmente concentrato.

Spagna

Il mercato dell'energia

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni					
Produzione lorda regime ordinario:											
20.843	18.264	2.579	14,1%	- termoelettrica	42.856	37.365	5.491	14,7%			
13.390	14.623	(1.233)	-8,4%	- nucleare	27.331	29.258	(1.927)	-6,6%			
7.471	10.844	(3.373)	-31,1%	- idroelettrica	18.404	25.176	(6.772)	-26,9%			
41.704	43.731	(2.027)	-4,6%	Totale produzione lorda regime ordinario	88.591	91.799	(3.208)	-3,5%			
(1.645)	(1.401)	(244)	-17,4%	Consumi servizi ausiliari	(3.323)	(2.915)	(408)	-14,0%			
22.932	21.616	1.316	6,1%	Produzione regime speciale	48.198	46.373	1.825	3,9%			
62.991	63.946	(955)	-1,5%	Produzione netta	133.466	135.257	(1.791)	-1,3%			
(1.720)	(2.093)	373	17,8%	Esportazioni nette	(3.453)	(3.464)	11	0,3%			
(661)	(813)	152	18,7%	Consumi per pompaggi	(1.720)	(2.669)	949	35,6%			
60.610	61.040	(430)	-0,7%	Energia richiesta sulla rete	128.293	129.124	(831)	-0,6%			

Fonte: Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario peninsular* - consuntivo giugno 2011).

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare risulta in diminuzione nel primo semestre 2011 dello 0,6% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2010, attestandosi a 128,3 TWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo. Tale andamento risulta maggiormente concentrato nel secondo trimestre 2011 ove l'energia richiesta ha registrato un decremento dello 0,7% (-0,4 TWh).

Le *esportazioni nette* del primo semestre 2011 risultano leggermente in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2010 (-0,3%), andamento invece

particolarmente concentrato nel secondo trimestre 2011 (-17,8%).

La *produzione netta* nel primo semestre 2011 è in diminuzione dell'1,3% (-1,8 TWh) sostanzialmente a seguito della minor produzione da fonte idroelettrica e nucleare; tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento della produzione termoelettrica (+5,5 TWh), nonché dalla maggiore produzione in regime speciale.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2011	2010	Variazioni		2011	2010	Variazioni					
Produzione lorda regime ordinario:											
3.625	3.504	121	3,5%	- termoelettrica	7.256	7.229	27	0,4%			
3.625	3.504	121	3,5%	Totale produzione lorda regime ordinario	7.256	7.229	27	0,4%			
(186)	(218)	32	14,7%	Consumi servizi ausiliari	(395)	(441)	46	10,4%			
285	388	(103)	-26,5%	Produzione regime speciale	486	622	(136)	-21,9%			
3.724	3.674	50	1,4%	Produzione netta	7.347	7.410	(63)	-0,9%			
3.724	3.674	50	1,4%	Energia richiesta sulla rete	7.347	7.410	(63)	-0,9%			

Fonte: Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario extrapeninsular* - consuntivo giugno 2011).

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare risulta in diminuzione nel primo semestre 2011 dello 0,9% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2010, attestandosi a 7,3 TWh. Nel secondo trimestre 2011 si registra invece un incremento dell'1,4%.

La produzione netta nel primo semestre 2011, in diminuzione dello 0,9% (+1,4% nel secondo trimestre 2011), riflette essenzialmente la minore produzione in regime speciale.

Aspetti normativi e tariffari

Il Terzo Pacchetto

Il 3 marzo 2011 è scaduto il termine per recepire il "Terzo Pacchetto" nella legislazione nazionale degli Stati Membri. Le nuove norme prevedono misure volte a realizzare pienamente l'apertura del mercato dell'elettricità e del gas, nonché a rafforzare la sicurezza energetica e la competitività dell'Unione Europea.

Il Terzo Pacchetto si compone di 2 direttive e 3 regolamenti:

- > Direttiva n. 72/2009 (Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica);
- > Direttiva n. 73/2009 (Norme comuni per il mercato interno del gas naturale);
- > Regolamento n. 714/2009 (Condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica);
- > Regolamento n. 715/2009 (Condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale);
- > Regolamento (Comunità Europea) n. 713/2009 che istituisce un'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER).

Gli Stati Membri hanno sinora accumulato importanti ritardi nel recepimento del Terzo Pacchetto. Nel "Report on progress in creating the internal gas and electricity market" la Commissione Europea ha reso noto che, al 1° giugno 2011, nessuno Stato Membro aveva notificato il pieno recepimento del Terzo Pacchetto, sebbene quattro Stati Membri avessero inviato una parziale notifica.

Il 31 maggio 2011 il Governo italiano ha approvato il decreto legislativo di recepimento delle direttive comunitarie 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia elettrica e gas. Il provvedimento (decreto legislativo n. 93/2011) è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 28 giugno 2011.

Tra le disposizioni di maggior rilievo si segnalano quelle relative a:

- > *unbundling* del gestore di rete o TSO (*Transmission System Operator*). Nel settore elettrico è stata confermata la scelta dell'*unbundling* proprietario ed è stato

espressamente previsto il divieto per il TSO di esercire impianti di produzione di energia elettrica. Per il settore del gas si è invece optato per il modello del c.d. "Independent Transmission Operator" caratterizzato da una struttura proprietaria verticalmente integrata, da norme di separazione funzionale più cogenti rispetto al passato e dal controllo e dalla approvazione degli atti da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG);

- > integrazione produzione RES (*Renewable Energy Sources*): il gestore della rete di trasmissione (RTN) e le imprese distributrici possono installare sulle reti da essi gestite sistemi di accumulo per ottimizzare la produzione da fonti rinnovabili. Con successivo decreto ministeriale verranno definite le modalità per l'organizzazione di procedure concorsuali per la realizzazione di nuovi impianti di pompaggio finalizzati a una migliore integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico;
- > esenzione dall'obbligo di *Third Party Access* (TPA). Nel settore elettrico la durata dell'esenzione TPA è ora definita caso per caso ed è soggetta a decadenza nel caso di mancato avvio o mancato completamento dell'opera entro termini fissati dalla direttiva. Nel settore gas, oltre ai richiamati termini di decadenza previsti per l'elettrico, sono stati introdotti un *cap* di 25 anni alla durata dell'esenzione e una procedura *open-season* per valutare l'interesse di terzi all'infrastruttura.

Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER)

Come previsto dal Terzo Pacchetto, a marzo 2011 è divenuta operativa l'Agenzia per la Cooperazione tra i

Regolatori nazionali dell'Energia (ACER), che sostituisce e rafforza l'EREGG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*) e avrà sede a Lubiana (Slovenia).

L'ACER coordina le autorità nazionali di regolazione nel campo dell'energia (NRAs) e le sue principali competenze sono:

- > definizione delle regole per le reti europee relative all'energia (elettricità e gas);
- > valutazione delle condizioni di accesso e sicurezza operativa per infrastrutture di confine laddove le autorità nazionali non concordino;
- > elaborazione del *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP).

Procedure della Commissione Europea in materia di prezzi regolati

Il 6 aprile 2011 la Commissione Europea (CE) ha inviato parere motivato a Italia, Polonia e Romania, invitando i tre Paesi ad adattare alle norme europee le rispettive legislazioni nazionali in materia di prezzi regolati per i clienti finali. Oggetto di attenzione della DG Energia sono le tariffe di vendita del gas ai clienti finali in Polonia, dell'elettricità in Italia, di gas ed elettricità in Romania. A poche settimane di distanza, il 9 maggio 2011, la CE ha adottato simile provvedimento nei confronti del Portogallo, con riferimento alle sue tariffe per la vendita del gas naturale ai clienti finali.

Secondo la CE il permanere di prezzi finali regolati ostacola l'ingresso sul mercato di nuovi operatori e priva i consumatori e le imprese della possibilità di scegliere il miglior servizio disponibile sul mercato.

Proposta di direttiva sull'efficienza energetica

Il 22 giugno 2011 la CE ha inviato al Consiglio e al Parlamento Europeo la proposta per una nuova direttiva sull'efficienza energetica, con cui intende definire un quadro normativo europeo per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico e rendere vincolanti alcune misure proposte nell'*Energy Efficiency Plan* dell'8 marzo

2011. La nuova direttiva sull'efficienza energetica sostituirà le precedenti direttive sulla cogenerazione (2004/8/CE) e sui servizi energetici (2006/32/CE).

Tra le misure principali, la CE propone di introdurre un obbligo di risparmio energetico annuo dell'1,5% per ogni Stato Membro: tale obiettivo può essere raggiunto introducendo un obbligo equivalente in capo a distributori o venditori, o attraverso misure alternative (per esempio, programmi di finanziamento o accordi volontari).

Tramite le proprie politiche di *procurement* e iniziative di ristrutturazione edilizia, anche gli enti pubblici avranno un ruolo attivo nella diffusione di prodotti e servizi a basso consumo energetico.

Con riferimento alla generazione elettrica, la proposta della Commissione prevede che gli Stati Membri definiscano un piano nazionale per la promozione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e condizionamento; inoltre, pur ammettendo alcune deroghe, la Commissione propone agli Stati Membri di prevedere l'obbligo di adottare tecnologie cogenerative per impianti di generazione elettrica eccedenti 20 MW.

Regolamento sulla trasparenza nei mercati energetici (REMIT)

Il Comitato ITRE (*Industry, Research and Energy Committee*) del Parlamento Europeo ha approvato la bozza di regolamento sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici all'ingrosso (REMIT), proposto dalla Commissione Europea nel novembre 2010. Il nuovo regolamento proibisce i comportamenti di *insider dealing* e manipolazione dei mercati e attribuisce all'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'Energia (ACER) un ruolo chiave nella supervisione dei mercati e nell'individuazione dei casi di *market abuse*. Il voto plenario sul regolamento REMIT è atteso per settembre 2011.

Emission trading

Il 21 gennaio 2011 è stata approvata dal *Climate Change Committee* la proposta della CE di restrizione sull'uso dei crediti CDM (*Clean Development Mechanism*) emessi da progetti di abbattimento di gas

industriali, a decorrere dal 1° maggio 2013. Il provvedimento è stato adottato in via definitiva l'8 giugno 2011. Il 17 giugno 2011 il *Climate Change Committee* ha approvato la proposta della CE di rinforzare la sicurezza dei registri nazionali in seguito a casi di frode e furti di quote. Le nuove misure di sicurezza permetteranno inoltre alla Commissione di consegnare alla Banca Europea degli Investimenti (BEI) i 300 milioni di quote relative alla riserva "nuovi entranti" di progetti in energie rinnovabili e CCS (fondo NER 300). L'avvio della vendita di queste quote da parte della BEI è prevista per il mese di ottobre 2011.

La Commissione ha inoltre avviato un procedimento per definire la disciplina in merito alla trasparenza e al controllo del mercato della CO₂, che dovrebbe concludersi entro la fine dell'anno.

Certificati verdi

Il 30 marzo 2011 il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha reso noto il prezzo di ritiro garantito dei certificati verdi (CV) rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2008, 2009 e 2010 (a eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento), pari a 87,38 euro/MWh, al netto dell'IVA. Tale valore corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del GME (Gestore dei Mercati Energetici) nel triennio 2008-2010.

Inoltre, il prezzo di offerta dei CV nella titolarità del GSE per l'anno 2011 è di 113,1 euro/MWh. Tale prezzo è ottenuto, ai sensi della Finanziaria 2008 (comma 148 dell'art. 2), come differenza tra il valore di riferimento (pari a 180,00 euro/MWh) e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno 2010, definito dall'AEEG con la delibera ARG/elt n. 5/11, pari a 66,90 euro/MWh.

Il decreto legislativo n. 28/2011, di recepimento della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ha abrogato l'art. 45 del decreto legge "Manovra Finanziaria" il quale prevedeva che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'esborso sostenuto dal GSE per il ritiro dei CV in scadenza fosse inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010.

Mercato

Qualità commerciale della vendita

Con la delibera ARG/com n. 82/11 l'AEEG ha differito di un anno (1° luglio 2012) l'entrata in vigore dello *standard* specifico sui tempi di trasmissione dai venditori alle imprese distributrici delle richieste di prestazioni di qualità commerciale dei clienti finali.

Energia elettrica

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 24 febbraio 2011 il Consiglio di Stato ha dichiarato inammissibile il ricorso per revocazione della sentenza n. 2507/2010, presentato da Enel Distribuzione a seguito della sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro irrogata per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione.

Rimane invece in piedi il ricorso di Enel Distribuzione davanti alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo.

Gas

Testo Integrato Vendita Gas

Con il Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) l'AEEG ha definito l'assetto delle tutele e la struttura delle condizioni economiche di fornitura applicate ai clienti finali del mercato del gas naturale.

Con la delibera ARG/gas n. 71/11 l'AEEG ha ridefinito l'ambito della tutela, prevedendo il riconoscimento delle condizioni economiche regolate, già applicate ai clienti domestici, anche ai clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno e alle utenze relative ad attività di servizio pubblico di carattere assistenziale.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera ARG/gas n. 77/11 l'AEEG ha rivisto la formula di aggiornamento della componente QE (a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima) valida per l'anno termico ottobre 2011 - settembre 2012. Tale revisione comporterà un incremento del valore della componente QE di circa l'1% rispetto all'anno termico

precedente. Con la medesima delibera l'AEEG ha avviato un procedimento per la modifica delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Con la delibera ARG/gas n. 84/11 l'AEEG ha prorogato di tre mesi, fino al 30 settembre 2011, il valore della componente QVD (a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio) attualmente posto pari a circa 43 euro per ogni cliente servito.

Con la sentenza n. 347/2011 il TAR Lombardia ha accolto il ricorso di Enel Energia contro la delibera ARG/gas n. 106/09 sul meccanismo di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita, in conseguenza della rimozione della soglia di invarianza stabilita dall'AEEG a partire dal 1° gennaio 2009. L'AEEG ha impugnato la sentenza del TAR Lombardia davanti al Consiglio di Stato.

Generazione ed Energy Management

Emission trading

In data 27 giugno 2011 il Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE ha assegnato ai gruppi 2 e 3 dell'impianto di Torrealvaliga Nord, rimasto escluso dalla "riserva nuovi entranti", le quote di emissione relative all'anno 2010.

Tali quote, che ammontano a circa 4,4 Mt, saranno valorizzate a breve dall'AEEG. Sulla base del prezzo unitario di valorizzazione delle quote già determinato dall'AEEG, il credito relativo al 2010 per i gruppi 2 e 3 è pari a circa 62 milioni di euro.

Per quanto riguarda il gruppo 4, l'AEEG, con delibera del 29 marzo 2011, ha fissato in 37,5 milioni di euro il valore delle quote da rimborsare per l'anno 2010.

Le emissioni prodotte da Enel Produzione al 30 giugno 2011 sono state pari a 17,0 Mton; considerando che le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate in base alle emissioni previste per lo stesso periodo di competenza, risultano pari a 16,8 Mton, si evidenzia un *deficit* di 0,2 Mton.

Energia elettrica

Reintegrazione dei costi di produzione sulle reti non interconnesse alla RTN

Con la sentenza n. 1737 depositata il 4 luglio 2011 il TAR Milano ha respinto il ricorso proposto da UNIEM avverso la delibera ARG/elt 89/09. Il provvedimento impugnato introduceva regole di riconoscimento dei costi di produzione sostenuti dagli impianti ubicati sulle reti non interconnesse analoghe a quelle previste per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Sulla base della delibera ARG/elt 89/09, confermata dalla sentenza citata, Enel Produzione ha diritto a ricevere la reintegrazione dei costi di generazione sostenuti dagli impianti eserciti sulle reti non interconnesse alla RTN (c.d. "isole minori") a partire dall'anno di competenza 2009.

Gas

Promozione di investimenti in stoccaggio

In attuazione del decreto legislativo n. 130 del 13 agosto 2010 il Ministro dello Sviluppo Economico, con proprio decreto del 31 gennaio 2011, ha approvato il piano di investimento in siti di stoccaggio proposto da Eni; il piano prevede l'ingresso graduale di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità entro il termine ultimo del 1° settembre 2015. Della suddetta capacità in ingresso, ad aprile per l'anno di stoccaggio 2011-2012 è fisicamente disponibile spazio di stoccaggio per 1,7 miliardi di metri cubi che, secondo modalità e tempistiche definite dalla delibera ARG/gas n. 40/11, è stato assegnato in via prioritaria a clienti industriali.

Mercato giornaliero del bilanciamento

Con la delibera ARG/gas n. 45/11 l'AEEG ha definito la disciplina del bilanciamento di merito economico per il mercato del gas. Con la delibera ARG/gas n. 81/11 l'AEEG ha posticipato l'avvio del servizio di bilanciamento dal 1° luglio al 1° dicembre 2011.

Rettifiche tardive di misura

Con la delibera ARG/gas n. 182/09 l'AEEG ha definito i criteri di liquidazione dei conguagli da rettifiche tardive delle misure su rete di trasporto. A seguito della sentenza n. 1/2011 del TAR con cui è stato accolto il ricorso di un utente del trasporto avverso la delibera in oggetto, è stata sospesa la liquidazione delle partite economiche che interessano anche Enel Trade. L'AEEG ha impugnato la decisione del TAR davanti al Consiglio di Stato che ha accolto l'istanza di sospensione.

Infrastrutture e Reti

Connessioni attive alla rete

Con la delibera ARG/elt n. 73/11 l'AEEG ha sospeso fino al 31 dicembre 2011 le disposizioni relative alle garanzie che i produttori avrebbero dovuto presentare ai gestori di rete nei casi di connessione in "aree critiche". L'AEEG ha inoltre annunciato l'avvio di un processo di consultazione al fine di introdurre nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti.

Perequazione del servizio di misura

Con le delibere ARG/elt n. 74/11 e ARG/elt n. 97/11 l'AEEG ha determinato gli ammontari di perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione relativi al 2009 nonché il conguaglio relativo al 2008 per ciascuna impresa di distribuzione. Enel Distribuzione, entro il 16 settembre 2011, dovrà ricevere dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico circa 21,5 milioni di euro.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 6 luglio 2009, con la deliberazione VIS n. 65/09, l'AEEG aveva avviato un'istruttoria formale per l'adozione di una sanzione amministrativa nei confronti di Enel Distribuzione per violazione delle tempistiche relative allo *switching*, nonché per alcune limitate omissioni di carattere informativo, in relazione al primo periodo di esercizio del servizio di salvaguardia. Il 7 aprile 2011 l'AEEG ha chiuso il procedimento irrogando a Enel Distribuzione una sanzione di 169.000 euro.

Smart grid

Con la delibera ARG/elt n. 12/11 l'AEEG ha ammesso il progetto pilota presentato da Enel Distribuzione al regime incentivante che consiste in una maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto ai fini tariffari, secondo quanto stabilito dal Testo Integrato Tariffe (Allegato A alla delibera n. 348/07).

Efficienza energetica

Con sentenza del 21 luglio 2011, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello di Enel.si avverso il mancato riconoscimento da parte dell'AEEG, confermato con la delibera EEN 11/10, dei risparmi energetici ottenuti attraverso la distribuzione gratuita di lampade fluorescenti compatte (LFC) a clienti domestici, relativi al 2007 e al primo semestre del 2008.

Iberia e America Latina

Spagna

Aggiornamenti tariffari

Con l'Ordine Ministeriale n. 1068/2011, pubblicato il 29 aprile 2011, che ha emendato l'Ordine Ministeriale n. 3353/2010, la parte di *deficit* tariffario del 2009 in eccesso rispetto ai limiti fissati dalla legge è stata allocata tra i costi di sistema del 2010.

Il 31 marzo 2011, con la pubblicazione dell'Ordine Ministeriale n. 688/2011, si è proceduto alla revisione delle tariffe di accesso applicabili a partire da aprile 2011. L'incremento medio previsto per i clienti in regime di *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) ammonta al 10,85% (equivalente al decremento medio della componente energia della TUR), mentre la tariffa per i clienti in alta tensione aumenta in media del 2%.

Sempre il 31 marzo 2011 è stata pubblicata la Risoluzione Ministeriale del 30 marzo 2011 che fissa la TUR per il secondo trimestre 2011 lasciandola sostanzialmente invariata rispetto al trimestre precedente.

Fornitura di ultima istanza

Con la decisione del *Tribunal Supremo* del 19 maggio 2011 è stata abrogata la norma che attribuisce alle società di vendita dei principali operatori energetici verticalmente integrati il diritto esclusivo di fornire i clienti del mercato tutelato.

Aste CESUR

Il 5 marzo 2011 è stato pubblicato il Regio Decreto n. 302/2011 che obbliga i *Comercializadores de Ultimo Recurso* (CUR) a comprare contratti per differenza (CFD) per una quantità massima di energia pari alla differenza tra il volume richiesto e quello assegnato nelle aste CESUR. I CFD sono venduti dagli impianti del regime speciale remunerati a tariffa *feed-in*. Il provvedimento fa sì che i CUR si approvvigionino al prezzo risultante dalle aste CESUR anche per l'energia oggetto dei CFD, riducendo la loro esposizione al rischio di prezzo.

Deficit tariffario

L'11 gennaio 2011 ha avuto luogo la prima emissione di titoli relativa al processo di cartolarizzazione del *deficit* regolato dal Regio Decreto n. 437/2010. Attraverso l'operazione il *Fondo de titulización* ha raccolto 2 miliardi di euro che sono stati destinati al pagamento dei crediti ceduti dalle imprese elettriche (Endesa ha incassato 1.040 milioni di euro). Con la Risoluzione Ministeriale del 20 gennaio 2011, pubblicata il 26 gennaio 2011, è stato stabilito che il totale complessivo, al 31 dicembre 2010, dei diritti di credito relativi al finanziamento del *deficit* tariffario che possono essere cartolarizzati ammonta a 16.694 milioni di euro, di cui 8.467 milioni di euro assegnati a Endesa.

Il 15 febbraio e il 22 marzo 2011 sono state effettuate rispettivamente la seconda e la terza emissione di titoli per la cartolarizzazione del *deficit*. Le due operazioni hanno raccolto 4 miliardi di euro, dei quali circa 2 miliardi di euro incassati da Endesa.

La quarta emissione ha avuto luogo l'11 maggio 2011 con una raccolta pari a circa 1 miliardo di euro (dei quali circa 500 milioni di euro incassati da Endesa).

Il 16 marzo 2011 il *Tribunal Supremo* ha accolto il ricorso presentato da Endesa relativamente alla necessità che il tasso di interesse relativo al finanziamento del *deficit* tariffario del 2006 contempli uno *spread* addizionale rispetto all'Euribor. Il tribunale ha riconosciuto che l'Euribor di per

sé non è sufficiente a coprire il costo finanziario sostenuto. Il 7 luglio 2011 la Commissione Interministeriale ha deciso di prorogare al 7 luglio 2012 la scadenza per la completa cartolarizzazione della prima *tranche* di crediti che le aziende elettriche si sono impegnate a cedere al Fondo. Rispetto a un totale di 16.694 milioni di euro, a oggi 7.000 milioni di euro sono già stati cartolarizzati.

Incentivazione dell'impiego di carbone nazionale

Il 10 febbraio 2011 è stata pubblicata la Risoluzione del Ministero dell'Industria dell'8 febbraio 2011 con la quale si stabiliscono i principali parametri per l'applicazione del processo di *Resolución de restricciones por garantía de suministro* per il 2011. In particolare, il meccanismo riguarderà il consumo di circa 10 Mton di carbone nazionale e una produzione elettrica massima di 23,3 TWh. Il provvedimento definisce altresì i prezzi regolati dell'energia prodotta da ogni impianto coinvolto dal processo. Il meccanismo è stato applicato a partire dal 26 febbraio 2011.

Legge Economia Sostenibile

Il 5 marzo 2011 è stata pubblicata la *Ley de Economía Sostenible*. Tra le principali misure di interesse per il settore energia si evidenziano le seguenti:

- > esercizio impianti nucleari: non si definisce un limite temporale all'esercizio delle centrali. Nell'ambito della pianificazione energetica indicativa il Governo determinerà la quota di partecipazione dell'energia nucleare al *mix* di produzione al 2020, d'accordo con il calendario delle operazioni delle centrali esistenti e con i rinnovi delle licenze che siano richiesti da parte degli operatori, tenuto in conto il parere del Consiglio per la Sicurezza Nucleare (CSN), con l'evoluzione della domanda, lo sviluppo delle nuove tecnologie, la sicurezza della fornitura elettrica, i costi di generazione nonché con le emissioni di gas a effetto serra;
- > trasposizione obiettivi europei di efficienza, risparmio energetico e rinnovabili:
 - 20% del consumo lordo finale di energia coperto da fonti rinnovabili al 2020;
 - 20% di riduzione della domanda di energia al 2020 rispetto allo scenario inerziale;
- > impianti di generazione fotovoltaici:
 - estensione del diritto a ricevere incentivi fino a 30

anni per gli impianti remunerati in base al Regio Decreto n. 661/2007;

- divieto di retroattività di eventuali modifiche ai tetti di ore con diritto a ricevere incentivi imposti dal Regio Decreto Legge n. 14/2010. Le modifiche interesserebbero solamente gli impianti iscritti nel registro de *pre-asignación* dopo l'entrata in vigore del Regio Decreto Legge n. 14/2010.

Sicurezza nucleare

Il 16 marzo 2011 il Governo spagnolo, in linea con quanto discusso a livello europeo, ha sollecitato al CSN la revisione dei sistemi di sicurezza delle centrali nucleari spagnole. In concreto sono stati richiesti studi sismici complementari e studi sui rischi di inondazione.

Responsabilità civile per operatori di centrali nucleari

Il 28 maggio 2011 è stata pubblicata la Legge n. 12/2011 che regola il nuovo regime di responsabilità civile per gli operatori di impianti nucleari. Secondo quanto stabilito dalla Legge, la responsabilità obbligatoria minima dell'operatore in caso di incidente è stata elevata fino a 1.200 milioni di euro (rispetto ai 700 milioni di euro che fissava la normativa precedente). Inoltre, vengono estesi il concetto di "danno nucleare" per includere anche danni ambientali, misure di ripristino e lucro cessante e il periodo in cui è possibile avanzare richieste di risarcimento per danni alle persone, che passa da 10 a 30 anni.

Emission trading

Nel primo semestre 2011 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a circa 15,9 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione (calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza) pari a circa 11,9 Mton.

Antitrust

Il 13 maggio 2011 la *Comisión Nacional de la Competencia* (CNC) ha comminato a Endesa una sanzione di 26,6 milioni di euro per aver posto in essere condotte anticompetitive volte a ostacolare lo *switching* dei clienti finali e fissare i prezzi di vendita ai grandi consumatori. Nell'ambito dello stesso procedimento sono state sanzionate altre quattro

società e l'associazione di settore UNESA. Il 31 maggio 2011 Endesa ha impugnato il provvedimento sanzionatorio.

Argentina

Mecanismo de Monitoreo de Costos

Come previsto dall'*Acta de Acuerdo* tra il Governo argentino e gli operatori elettrici, Edesur ha inviato al regolatore ENRE la sua richiesta semestrale per il riconoscimento degli aumenti del *Mecanismo de Monitoreo de Costos* (MMC, un indicatore dell'andamento dei prezzi introdotto dall'*Acta de Acuerdo* nel 2005), pari al 6,34% per il periodo compreso tra novembre 2010 e aprile 2011. Risulta ancora pendente il riconoscimento del 50% degli incrementi di costi registrati sinora, il quale, tuttavia, è stato in parte recuperato attraverso il meccanismo PUREE (*Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica*). Le società di distribuzione, infatti, sono autorizzate a trattenere la differenza tra penali e incentivi di tale meccanismo al fine di compensare i loro maggiori costi quando gli aumenti del MMC non sono trasferiti in tariffa.

Mercato *wholesale*

Secondo quanto previsto dall'accordo sottoscritto a novembre 2010 con le società di generazione (Endesa, Duke e Sadesa), il Governo ha approvato il progetto di ciclo combinato da 800 MW "*Vuelta de Obligado*". Il 16 maggio 2011 le società di generazione hanno firmato l'accordo di fidejussione relativo a tale progetto.

Brasile

Tariffe di distribuzione

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

Alla luce della reazione degli operatori consultati, con la risoluzione n. 433/2011 del 12 aprile 2011 ANEEL ha

stabilito che prima dell'adozione della nuova metodologia tariffaria saranno mantenute provvisoriamente costanti le tariffe attualmente in vigore per le società di distribuzione e saranno effettuati aggiustamenti retroattivi solo a valle dell'approvazione della nuova metodologia.

Il 26 aprile 2011 ANEEL ha presentato una seconda proposta di revisione delle tariffe, migliorativa rispetto ai suoi orientamenti iniziali principalmente in relazione a WACC, fattore di efficienza "X", costi operativi e altre entrate.

Il processo di revisione tariffaria dovrebbe concludersi a settembre 2011.

La società Coelce sarà la prima società di distribuzione brasiliana a essere sottoposta alla revisione per il periodo aprile 2011 - aprile 2015. La revisione di Ampla è invece attesa per il periodo 2014-2019.

Interconnessione Argentina-Brasile CIEN

Il 5 aprile 2011 sono stati pubblicati in Brasile i decreti ministeriali n. 210/2011 e n. 211/2011 che equiparano la linea di interconnessione CIEN (gestita da Endesa) a una linea di interconnessione regolata, con remunerazione annua di 248 milioni di real brasiliani, meccanismi di adeguamento annuali in base all'inflazione brasiliana e revisione quadriennale. Tale remunerazione annua è stata poi aumentata a 265 milioni di real brasiliani con una decisione del regolatore brasiliano ANEEL del 28 giugno 2011.

Con la firma dei contratti con l'operatore del mercato brasiliano ONS, CIEN può cominciare a beneficiare di una remunerazione regolata equiparata al sistema di trasmissione brasiliano.

Cile

CADE e sviluppo della rete di trasmissione

È stato recentemente istituito in Cile un temporaneo "Comitato di Valutazione per lo Sviluppo Energetico" (CADE), composto da esperti del settore elettrico. Tale comitato è incaricato di formulare proposte di riforma del settore elettrico cileno che consentano di garantirne la sostenibilità nel lungo periodo, affrontando questioni quali gli alti prezzi di generazione, le possibili misure per aumentare la concorrenza nel mercato all'ingrosso, lo sviluppo delle reti di trasporto e la concorrenza nella vendita ai piccoli clienti finali. Il CADE si occuperà inoltre di promuovere lo sviluppo di una rete di trasmissione nazionale pubblica,

cui possano connettersi tutti gli impianti di generazione e tutte le reti di distribuzione presenti nel Paese.

Normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche

La *Contraloría General de la República* ha approvato il decreto contenente le norme sulle emissioni delle centrali termoelettriche e che prevede, tra le principali novità rispetto alla versione inizialmente discussa in Parlamento, la rimozione della convergenza degli *standard* tra centrali esistenti e nuove entro il 2020, il riconoscimento degli impianti in costruzione come impianti esistenti e l'estensione del periodo di adeguamento agli obblighi per gli impianti esistenti.

Decreto de Racionamiento

Il 17 febbraio 2011 è stato pubblicato il decreto ministeriale n. 26 che fissa misure di tipo operativo per prevenire, ridurre e gestire gli *shortage* di energia nel Sistema Interconnesso Centrale (riduzione del voltaggio, mantenimento delle riserve idroelettriche ecc.). Tale decreto ministeriale sarà in vigore sino al 31 agosto 2011.

Revisione delle tariffe di subtrasmissione

È in corso il processo di revisione delle tariffe di subtrasmissione di Chilectra, che saranno in vigore per quattro anni con avvio retroattivo a partire da novembre 2010.

Il 21 febbraio, 16 marzo e 13 maggio 2011 il regolatore CNE ha pubblicato tre successive versioni del suo rapporto tecnico sulle proposte di tariffe di subtrasmissione. Entro la fine di luglio 2011 un *panel* di esperti sul tema della subtrasmissione dovrà emettere un suo parere su tale rapporto.

Colombia

Tariffa di commercializzazione per clienti regolati

Il 28 marzo 2011 il regolatore colombiano CREG ha presentato una proposta di revisione del fattore di produttività nell'ambito della revisione della tariffa di commercializzazione. In base a quanto proposto dalla CREG, tale fattore dovrebbe essere ridotto rispetto al valore attuale.

Perdite di rete

Il 13 aprile 2011 lo stesso regolatore CREG ha pubblicato il modello definitivo per la quantificazione degli investimenti necessari a ridurre il livello delle perdite di rete per il livello di tensione I delle imprese di distribuzione che superino una soglia di perdite predefinita. La regolazione definitiva sarà pubblicata nei prossimi mesi. Tra le due società di distribuzione controllate da Endesa, solo Cundinamarca dovrà presentare alla CREG un piano di investimenti per la riduzione delle perdite.

Perù

Aste per la fornitura ai clienti regolati

Il 20 marzo 2011 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha pubblicato il Decreto Supremo n. 008-2011, contenente alcune modifiche al precedente Decreto Supremo n. 003-2011: viene attribuita al regolatore OSINERGMIN la competenza di determinare le regole per lo svolgimento delle aste e viene eliminato il divieto per le società di distribuzione di convocare aste o parteciparvi quando la capacità delle aste indette da Proinversion (agenzia pubblica di promozione degli investimenti privati in Perù) non sia stata interamente coperta.

Remunerazione della trasmissione secondaria

Nell'ambito del processo di revisione della remunerazione della rete di trasmissione secondaria (parte della rete di distribuzione), il regolatore OSINERGMIN ha approvato la risoluzione n. 049/2011 con cui posticipa dal 1° giugno al 1° settembre 2011 la data di presentazione del Piano di Investimenti.

Il regolatore non sottoporrà a revisione i costi riconosciuti per la rete esistente, limitandosi ad analizzare solo i costi previsti per la sua espansione.

Regolamento del mercato *spot*

L'11 luglio 2011 è stato pubblicato il Decreto Supremo n. 027-2011-EM, che regola il mercato *spot* dell'elettricità (*Mercado de Corto Plazo* - MCP). Tale documento entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2014, quando non sarà più in vigore il *Decreto de Urgencia* n. 049-2008 (recentemente prorogato con il *Decreto de Urgencia* n. 079-2010).

Tale decreto specifica le regole per il funzionamento del MCP e per gli scambi di energia al prezzo marginale, nonché fissa i requisiti e le garanzie per la partecipazione al MCP delle società di generazione, di distribuzione e dei grandi clienti.

Internazionale

Francia

Legge NOME

Il 7 dicembre 2010 è stata ufficialmente pubblicata la legge NOME (*Nouvelle Organization du Marché de l'Électricité*), che riprende le principali raccomandazioni della Commissione Champsaur (2009) e contiene elementi di riforma che consentiranno una crescente apertura alla concorrenza del mercato elettrico francese e il superamento delle tariffe TaRTAM.

Il meccanismo ARENH (acronimo di "*Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique*"), introdotto dalla legge NOME, prevede l'accesso per i fornitori alternativi a energia di base nucleare a prezzi regolati per un periodo di 15 anni, con volumi calcolati annualmente e un tetto complessivo massimo di 100 TWh. Sono stati successivamente pubblicati i decreti attuativi del meccanismo ARENH e la bozza di accordo quadro tra EDF e i singoli fornitori alternativi per la fornitura dei volumi ARENH. Come previsto, il meccanismo ARENH è partito il 1° luglio 2011 a un prezzo pari a 40 euro/MWh per il secondo semestre 2011 e 42 euro/MWh per il 2012.

Contemporaneamente sono state aumentate le tariffe storiche (dell'1,7% per i residenziali, del 3,2% per gli industriali) con un parere della CRE che chiede ulteriori aumenti onde assicurare la contestabilità del segmento regolato. La legge NOME prevede inoltre la creazione di un mercato della capacità: RTE ha pubblicato il 7 luglio 2011 una bozza di proposta per il funzionamento del mercato della capacità, in cui tra l'altro si raccomanda un mercato decentralizzato e l'esclusione dalla remunerazione della capacità estera interconnessa.

Romania

Riforma del mercato elettrico

Il progetto di riforma del mercato elettrico presentato dal Governo rumeno nell'aprile del 2009, che prevede la riorganizzazione del parco degli impianti di generazione in due "campioni nazionali" a controllo statale (Electra e Hidroenergetica), sembrerebbe superato da una sentenza della Corte d'Appello di Bucarest di marzo 2011 che, di fatto, ha reso inefficace la costituzione delle due società. A seguito della sentenza, il Governo ha proposto una nuova riforma che prevede la vendita di partecipazioni (anche di maggioranza) in impianti di produzione al fine di aprire il mercato della generazione anche agli investitori privati.

Russia

Capacity market

In settembre 2011 è attesa la gara per la consegna della capacità per l'anno 2012. Così come per l'anno precedente, le zone di mercato in cui verrà applicato il *price cap* sono 27 (su un totale di 29); per Enel OGK-5 il *price cap* verrà applicato sulla capacità offerta da Nevinnomysskaya. Il livello del *price cap* verrà comunicato prima dell'avvio della gara. Le unità aggiuntive a ciclo combinato a gas, rispettivamente di Nevinnomysskaya e Sredneurskaya (410 MW ciascuna), non competeranno sul mercato della capacità. Infatti i due nuovi impianti, il cui avvio commerciale è previsto nel secondo semestre 2011, saranno remunerati sulla base di specifici *Capacity Contracts* (DPM) che prevedono una remunerazione garantita (*capacity payment*) per 10 anni. A causa di un ritardo rispetto alla data prevista di entrata in esercizio, le due centrali non potranno mettere a disposizione del sistema la capacità secondo i tempi stabiliti e saranno soggette al pagamento di una penale. L'importo previsto per le penali è pari a 63 milioni di rubli per mese (circa 1,7 milioni di euro/mese) per Sredneurskaya e a 55 milioni di rubli per mese (circa 1,47 milioni di euro/mese) per Nevinnomysskaya. Tuttavia, l'ammontare totale del pagamento dipenderà dalla decisione del *Market Council* sul periodo di tempo effettivo di applicazione della sanzione.

Mercato *wholesale*

Un gruppo di lavoro formato da esperti del settore è stato incaricato dal Governo di preparare una proposta di riforma del mercato *wholesale*, coinvolgendo anche i principali attori di mercato (tra cui Enel OGK-5). Il modello proposto contempla il passaggio da un mercato centralizzato a un sistema di contratti bilaterali con volumi di offerta obbligatori. A tendere si ipotizza la scomparsa di meccanismi di remunerazione della capacità e l'introduzione di un mercato *energy-only* in grado di garantire comunque un'adeguata remunerazione degli asset di generazione e di fornire incentivi tangibili per gli investimenti di ammodernamento.

Slovacchia

Nuova politica regolatoria per il periodo 2012-2016

A marzo 2011 il regolatore slovacco URSO ha emanato una nuova politica regolatoria per il periodo 2012-2016, approvata dal Ministero dell'Economia a maggio 2011. La nuova strategia introduce il quadro generale e gli obiettivi per il prossimo ciclo regolatorio. Le principali indicazioni stabilite dalla strategia regolatoria possono essere sintetizzate come segue:

- > durata quinquennale del periodo regolatorio;
- > inclusione dei principi del Terzo Pacchetto europeo dell'energia;
- > cambio nel ritiro dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e da cogenerazione (organizzato dall'operatore di mercato OKTE);
- > enfasi sugli *standard* di qualità.

La legislazione secondaria derivante dalla nuova politica è in preparazione e sarà emanata nella seconda metà del 2011.

Emission trading

Nel corso del primo semestre 2011 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 1,7 Mton, a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocations, calcolate su base *pro rata temporis* che, per lo stesso periodo di competenza, sono pari a circa 2,7 Mton.

Ordinanza del Ministero dell'Ambiente in relazione alla tassazione sulla CO₂

In base all'approvazione dell'emendamento del decreto n. 595/2003 sulla tassazione dei profitti della fine di dicembre 2010, che introduceva la tassazione sulla CO₂ per gli anni 2011 e 2012, il Ministro dell'Ambiente, a valle di un processo di consultazione, ha emanato un decreto per il calcolo della riduzione dell'impatto della tassazione sulla CO₂ fissato a dicembre 2010.

Il decreto ministeriale, approvato il 14 giugno ed entrato in vigore dal 20 giugno 2011, definisce la formula per il calcolo della riduzione delle tasse da versare per il surplus di CO₂: tale valore è calcolato come differenza tra il valore annuale massimo di consumo di CO₂ dal 2007 al 2010 e il consumo registrato per gli anni 2011 e 2012. Il potenziale impatto derivante dalla tassazione sulla CO₂ per gli anni 2011 e 2012 sarà di circa 10,5 milioni di euro l'anno.

Decreto URSO n. 225/2011 che abroga il decreto URSO n. 2/2008

Il nuovo decreto, pubblicato il 20 luglio 2011, accoglie i principi espressi dalla nuova politica energetica per il periodo regolatorio 2012-2016 e stabilisce i criteri per la regolazione dei prezzi per i clienti domestici.

Il decreto stabilisce metodi e principi nelle seguenti aree:

- > definizione di costi eleggibili, ritorni sugli investimenti, WACC, calcolo della RAB;
- > supporto alle energie rinnovabili e definizione delle *feed-in tariff*;
- > supporto al carbone domestico (*ENO must-run*);
- > definizione del calcolo della tariffa di trasmissione e di distribuzione;
- > regolazione dell'attività vendita ai clienti domestici;
- > regolazione del *supplier of last resort*.

Energie Rinnovabili

Italia

Recepimento della direttiva n. 28/2009/CE

In attuazione della direttiva n. 28/2009, il decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 ha definito nuovi strumenti di incentivazione per gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili e che entreranno in esercizio a partire dal

1° gennaio 2013. In particolare, sulla base di quanto stabilito dal decreto e che dovrà essere specificato nei decreti attuativi da emanarsi entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, gli impianti di potenza nominale fino a un valore differenziato per fonte, non ancora definito ma comunque non inferiore a 5 MW, saranno incentivati tramite tariffe fisse. Gli incentivi saranno invece determinati tramite aste al ribasso gestite dal GSE per tutti gli impianti di potenza nominale superiore al valore di cui sopra. Per quanto riguarda gli interventi di rifacimento totale o parziale degli impianti, l'incentivo è attribuito, per contingenti di potenza, fino a un massimo pari rispettivamente al 25% e al 50% dell'incentivo spettante per le produzioni da impianti nuovi (per gli impianti alimentati a biomassa tali percentuali sono fissate in 80% e 90%), a condizione che l'impianto oggetto dell'intervento sia in esercizio da un periodo pari almeno ai due terzi della sua vita utile convenzionale.

Il decreto stabilisce, inoltre, un periodo di transizione dal meccanismo attuale dei CV al meccanismo di aste e tariffe. Tale periodo di transizione consiste nella riduzione delle percentuali d'obbligo dei CV a partire dal valore fissato dalla Finanziaria 2008 per l'anno 2012 fino all'annullamento nel 2015. I CV relativi alle produzioni 2011-2015 verranno ritirati dal GSE a un prezzo pari al 78% del valore di riferimento di cui al comma 148 dell'art. 2 della Finanziaria 2008 (pari a 180 euro/MWh al netto del prezzo medio di cessione dell'energia nell'anno precedente, fissato dall'AEEG). Il diritto a fruire dei CV per gli anni successivi al 2015 è commutato nel diritto ad accedere, per il periodo residuo di incentivazione, alle tariffe fisse di cui sopra. Infine, per quanto riguarda l'incentivazione degli impianti fotovoltaici, il decreto legislativo introduce importanti modifiche per le quali si rimanda al paragrafo seguente.

Conto Energia

In attuazione del decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 il Ministro dello Sviluppo Economico, con proprio decreto del 5 maggio 2011, ha approvato il nuovo regime di incentivazione per gli impianti fotovoltaici ("Quarto Conto Energia") valido per gli impianti che entrano in esercizio a partire dal 1° giugno 2011, fatta eccezione per gli impianti di cui alla legge n. 129/2010 ("Salva Alcoa"). L'obiettivo di sviluppo del fotovoltaico è stabilito in 23 GW al 2016, con un limite di spesa pari a 6 miliardi di euro l'anno, al superamento del quale un nuovo decreto rivedrà le modalità di incentivazione favorendo comunque l'ulteriore sviluppo del settore.

Il decreto ministeriale del 5 maggio 2011 definisce, inoltre:

- > un periodo transitorio dal 1° giugno 2011 al 31 dicembre 2012 durante il quale gli impianti "grandi" (sono tali in base alla definizione del decreto gli impianti a terra di taglia compresa tra 200 kW e 1 MW e tutti gli impianti di taglia superiore a 1 MW) accedono alle tariffe incentivanti fino a un limite di spesa di incentivazione definito su base semestrale; gli impianti piccoli (tutti quelli diversi dai "grandi" e tutti gli impianti realizzati su edifici e aree delle Amministrazioni Pubbliche) accedono agli incentivi senza limiti di spesa;
- > un periodo a regime, dal 2013 al 2016, durante il quale viene applicato un meccanismo di aggiustamento delle tariffe incentivanti in base alla potenza installata nel periodo di monitoraggio precedente.

Infine, il decreto riduce sensibilmente il livello degli incentivi (tariffa a premio per il 2011-2012 e tariffa onnicomprensiva per il 2013-2016) al fine di allinearli gradualmente ai livelli europei, con un riduzione, rispetto a quanto precedentemente stabilito dal Terzo Conto Energia, tra il 22% e il 31% per il 2011 e tra il 23% e il 44% per il 2012.

Brasile

Aste per fonti rinnovabili e convenzionali

Il 1° aprile 2011 con la *Portaria* n. 197/2011 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha approvato le regole per un'asta di energia di riserva e *standard A-3*. Si definiranno contratti per disponibilità di energia di 30 anni per gli impianti idroelettrici e di 20 anni per le altre tecnologie (eolica, biomassa e termoelettrica).

Francia

Nuove tariffe per la remunerazione degli impianti fotovoltaici

Il Ministero dell'Ambiente ha pubblicato un decreto il 4 marzo 2011 che disciplina le nuove tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio a partire dal 10 marzo 2011. I valori tariffari di base si differenziano in:

- > impianti residenziali integrati (460 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;
- > impianti su edifici nel settore della sanità e dell'insegnamento integrati (406 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;

- > altri impianti su edifici integrati (352 euro/MWh) e parzialmente integrati (288 euro/MWh) inferiori a 100 kW;
 - > altre tipologie di impianti inferiori a 12 MW (120 euro/MWh).
- Inoltre, le tariffe sono aggiornate trimestralmente al ribasso secondo i seguenti parametri:
- > un coefficiente sulla base della concentrazione di impianti in una medesima particella catastale o in un medesimo edificio;
 - > un coefficiente in funzione del numero di progetti depositati nel trimestre precedente.

Grecia

Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

Il Ministero dell'Energia e dell'Ambiente e il Ministero dell'Economia hanno concordato a marzo 2011 l'approvazione per il trasferimento a favore dell'operatore di trasmissione del 95% dei ricavi che deriveranno dalla vendita di 10 Mton di allocazioni di CO₂ non utilizzate nel periodo 2008-2012. I ricavi verranno utilizzati per la copertura dei costi delle tariffe di incentivazione per le fonti rinnovabili da parte del TSO (*Transmission System Operator*).

Messico

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il Ministero dell'Energia (SENER) ha annunciato il 4 febbraio 2011 la riduzione del *target*, previsto per il 2012, pari a 300 MW (da 2.564 MW a 2.264 MW).

Nonostante la riduzione del *target*, il 1° marzo 2011 il Presidente messicano ha emanato un documento riguardante il piano strategico nazionale sull'energia per il periodo 2011-2025, nel quale si prevede che la quota di partecipazione al fabbisogno nazionale delle energie rinnovabili sia pari al 35%. La bozza si trova all'esame del Senato ai fini dell'approvazione finale.

In parallelo, il 2 marzo 2011 è stato approvato dal Parlamento la modifica di legge sulle rinnovabili che prevede l'estensione dei meccanismi incentivanti per gli impianti idroelettrici con potenza maggiore a 30 MW con bacino inferiore a 50.000 metri cubi o con dighe esistenti con una superficie inferiore a 1 ettaro.

Romania

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il 3 giugno 2011 il governo rumeno ha inviato formalmente il file di notifica alla Direzione Generale della concorrenza ai fini dell'approvazione della legge di supporto alle energie rinnovabili.

Spagna

Remunerazione impianti fotovoltaici

Il 20 luglio 2011 il Governo ha pubblicato l'esito della seconda *convocatoria* del 2011. In funzione della potenza registrata le tariffe per trimestre per gli impianti che si registreranno nella terza *convocatoria* del 2011 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 281,3 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 198,4 euro/MWh per quelli maggiori a 20 kW; per le installazioni di terra, 130,3 euro/MWh.

Perù

Aste per le fonti rinnovabili

Il 23 marzo 2011 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha pubblicato il Decreto Supremo n. 012-2011, che modifica le regole delle aste per le fonti rinnovabili al fine di migliorarne il funzionamento alla luce dei risultati del 2010. Sulla base di quanto disposto in tale decreto, il 28 aprile 2011 è stata avviata una nuova asta per l'assegnazione di quasi 2.000 GWh di produzione rinnovabile.

USA

Legge di supporto alle energie rinnovabili

La Commissione delle *Utility* Pubbliche della California (CPUC) ha votato il 13 gennaio 2011 per l'autorizzazione al *trading* dei certificati che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili (TREC) al fine di raggiungere l'obiettivo del 33% al 2020. Entro il 31 dicembre 2013 le *utility* potranno utilizzare i certificati scambiati per soddisfare fino al 25% del loro obbligo. Il 12 aprile 2011 il governatore della California ha approvato un decreto riguardante l'obbligo in capo a tutte le *utility* di rispettare il *target* del 33% di energia finale prodotta da fonti rinnovabili entro il 2020.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, e in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi operativi e rischi di carattere regolatorio.

Per contenere l'esposizione a tali rischi il Gruppo svolge una serie di attività di analisi, monitoraggio, gestione e controllo degli stessi che sono descritte nei successivi paragrafi.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso dell'ultimo anno è stato disegnato un modello di *governance* dei

rischi finanziari, *commodity* e di credito che ha previsto l'istituzione di appositi Comitati Rischi a livello di Gruppo e a livello di Divisione/società, deputati all'indirizzo strategico delle attività di *risk management* e alla supervisione delle attività di gestione e controllo dei rischi, nonché l'emana-zione di *policy* dedicate alla disciplina della gestione dei rischi, all'individuazione di ruoli e responsabilità gestionali e di controllo e all'articolazione di un sistema di limiti operativi validi a livello di Gruppo e, ove ritenuto opportuno, a livello di singola Divisione/società.

Rischi legati ai processi di liberalizzazione dei mercati e a cambiamenti regolatori

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

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

I rischi di *business* che derivano dalla naturale partecipazione del Gruppo a mercati che presentano queste caratteristiche sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore e con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica. In particolare, le azioni poste in essere hanno prodotto lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero in una logica di integrazione a valle sui mercati finali, l'ottimizzazione del *mix* produttivo migliorando la competitività degli

impianti sulla base di una *leadership* di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con adeguati piani di investimento in diversi Paesi. Il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo stesso.

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

Per il secondo semestre 2011 non sono attesi cambiamenti nel quadro regolatorio che possano modificare in modo significativo l'assetto dei mercati in cui opera il Gruppo.

Rischi legati alle emissioni di CO₂

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

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO₂) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto, l'instabilità del mercato delle quote ne

accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il *mix* produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle

fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica. La copertura del fabbisogno dei diritti di emissione per il secondo semestre 2011 non presenta rischi di rilievo.

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi delle *commodity*. Per contenere tale esposizione all'interno dei limiti definiti

all'inizio dell'esercizio nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Rischio prezzo *commodity* e continuità degli approvvigionamenti

Per la natura del proprio *business* il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che ne possono influenzare in modo significativo i risultati. Per mitigare tale esposizione il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili e delle forniture ai clienti finali o a operatori del mercato all'ingrosso.

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

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

Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche e nell'ambito dell'attività di *proprietary trading*. Grazie a tali strategie il Gruppo ha potuto mitigare gli effetti della crisi e del mutato panorama internazionale, che hanno determinato un rialzo dei prezzi

delle *commodity*, e ha minimizzato l'impatto potenziale di tali variabili sui risultati del secondo semestre.

L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo delle *commodity* deriva sia dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali elettriche, e di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite sul mercato *spot* dell'energia elettrica). Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta dal Gruppo, Enel ricorre alla stipula di contratti a prezzo fisso attraverso bilaterali fisici e contratti finanziari (per esempio, contratti per differenza, VPP ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo *strike*, e a favore di Enel nel caso contrario.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato *spot*, non coperte dai suddetti contratti, è valutata e gestita in funzione di una stima dei costi di generazione. Le posizioni residue così determinate sono aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Enel è inoltre impegnata in una attività di *proprietary*

trading, con l'obiettivo di presidiare i mercati delle *commodity* energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle *commodity* energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO₂ ed energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e *over the counter*, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni di arbitraggio effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati. L'attività si svolge all'interno di una *governance* formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato

giornalmente da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. I limiti di rischio dell'attività di *proprietary trading* sono fissati in termini di *Value at Risk* su un periodo temporale di un giorno e un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati per il 2011 è pari a circa 34 milioni di euro.

Per i contratti relativi a *commodity*, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercati sia regolamentati sia non regolamentati.

Rischio di tasso di cambio

Il Gruppo è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi. Inoltre, il bilancio consolidato è soggetto al rischio di traduzione, derivante dalla conversione di poste contabili denominate in divise diverse dall'euro relative a società controllate. La principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense.

Al fine di minimizzare i rischi di natura economica e transattiva il Gruppo pone in essere, tipicamente sul mercato *over the counter*, diverse tipologie di contratti derivati e in particolare *currency forward*, *cross currency interest rate swap*, *currency option*.

Nel corso del primo semestre 2011 la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto della politica di gestione dei rischi, che prevede la copertura delle esposizioni significative, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 26% (30% al 31 dicembre 2010)

dell'indebitamento lordo a lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa in valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrici della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento non coperta dal rischio cambio si riduce a circa l'1,4% (il 2% al 31 dicembre 2010), quota che si ritiene non possa avere impatti significativi sul Conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Al 30 giugno 2011, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 1.373 milioni di euro (1.449 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 1.667 milioni di euro (1.780 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*.

Rischio di tasso di interesse

La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per Enel deriva dalla variabilità degli oneri connessi

con l'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile. La politica di gestione del rischio tasso di interesse

prevede il mantenimento di una struttura dell'indebitamento bilanciata in termini di rapporto tra debito a tasso fisso e a tasso variabile, al fine limitare la volatilità dei risultati contenendo nel tempo il costo della provvista. Le politiche di gestione poste in essere da Enel SpA sono volte altresì a ottimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l'allocazione ottimale delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari.

Il mantenimento del livello desiderato del rapporto di copertura del debito è raggiunto anche attraverso l'utilizzo di varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap*, *interest rate option* e *swaption*. Le coperture in derivati possono essere effettuate anche in anticipo rispetto a future emissioni obbligazionarie (c.d. "operazioni di *pre-hedge*"), ove la Società decida di fissare anticipatamente il costo di indebitamento.

Al 30 giugno 2011 il 43% dell'indebitamento finanziario netto è indicizzato a tasso variabile (39% al 31 dicembre 2010). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate come di *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al

rischio tasso scende al 23% (14% al 31 dicembre 2010). 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 17% (7% al 31 dicembre 2010).

Al 30 giugno 2011, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base (0,01%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 3,4 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 3,7 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2010) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Un aumento (diminuzione) dei tassi di interesse di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo (positivo) a conto economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 0,8 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2010).

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su *commodity* e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di *default*) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di *spread*).

Al fine di minimizzare il rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni – e il monitoraggio strutturato delle esposizioni al rischio, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere anche rispetto a valori

soglia predefiniti (limiti). Per mitigare ulteriormente il rischio di credito è prevista, in taluni casi, l'eventuale richiesta di opportune garanzie ovvero, per specifiche porzioni del portafoglio clienti, si ricorre a una copertura assicurativa presso primarie società di assicurazione del credito.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, la minimizzazione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio e la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di *cash collateral* ovvero l'applicazione di criteri di *netting*.

Rischio di liquidità

Il Gruppo è esposto al rischio di liquidità nell'ambito della gestione finanziaria, in quanto difficoltà nel reperire nuovi fondi o nel liquidare attività sul mercato potrebbero

determinare oneri aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni ovvero una situazione di temporanea insolvenza che metterebbe a rischio la continuità aziendale.

Gli obiettivi della gestione del rischio liquidità sono il mantenimento di un livello adeguato di liquidità a livello di Gruppo, una pluralità di fonti di finanziamento e un profilo equilibrato delle scadenze del debito. Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di tesoreria è accentrata a livello di Capogruppo, sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e assicurando un opportuno utilizzo delle eventuali eccedenze di liquidità. A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito, nonostante la presente condizione di turbolenza dei mercati finanziari, il Gruppo Enel ha effettuato nel corso del primo semestre 2011 emissioni

obbligazionarie destinate a investitori istituzionali sul mercato europeo, svizzero e giapponese per complessivi 500 milioni di euro circa.

Al 30 giugno 2011 il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 3,6 miliardi di euro di cassa o mezzi equivalenti, nonché di linee di credito *committed* disponibili per 18,3 miliardi di euro. In particolare, le linee di credito *committed* ammontano a 26,0 miliardi di euro (utilizzate per 7,7 miliardi di euro), mentre le linee di credito *uncommitted* sono pari a 4,0 miliardi di euro (utilizzate per 2,4). Inoltre, il Gruppo ha a disposizione programmi di *commercial paper* per un controvalore complessivo di 11,3 miliardi di euro (utilizzati per 7,1 miliardi di euro).

Rischi connessi al *rating*

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l'altro dal merito di credito assegnato al Gruppo. Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione

economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo. L'attuale *rating* di Enel è pari a: (i) "A-", con *outlook* negativo, secondo Standard & Poor's; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch; e (iii) "A2", con *outlook* stabile, secondo Moody's, che ha recentemente introdotto un "*credit watch*" negativo avendo posto sotto osservazione il *rating* sovrano dello Stato italiano.

Rischio Paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per circa il 50% per cento dell'ammontare totale; la forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzata, tra gli altri, in Paesi dell'America Latina e in Russia – pertanto sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il c.d. "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macro-economica e finanziaria, regolatoria e di mercato, geopolitica e sociale il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali quanto sulla protezione degli asset aziendali. Proprio per mitigare questa tipologia di rischio Enel si è dotata di un modello di calcolo del rischio Paese (del tipo *shadow rating*) capace di monitorare puntualmente il livello di rischio nei Paesi del proprio perimetro. Durante il primo semestre 2011 sono risultate di particolare rilievo lo scoppio delle rivolte in Nord Africa, che hanno ribaltato i precedenti Governi autoritari, e la crisi economica

finanziaria della Grecia. Sono previsti effetti positivi sulle economie nordafricane che beneficeranno sia di una maggiore apertura verso i mercati mondiali sia della crescita dei prezzi delle materie prime. Diversamente, la crisi del debito greco amplia notevolmente il rischio di mancato *payback* degli investimenti nella penisola ellenica.

All'interno del perimetro Enel si evidenzia un aumento del numero dei Paesi appartenenti alla più alta categoria di rischio a fronte di una progressiva riduzione di quelli rientranti nella fascia più bassa. Di conseguenza, il premio per rischio Paese ha registrato un lieve aumento, riflettendo le pressioni dei mercati finanziari sul debito sovrano delle economie sviluppate e le preoccupazioni sul mancato rimbalzo in termini di crescita a seguito della crisi finanziaria globale; in controtendenza, le economie emergenti stanno mostrando primi cenni di ripresa.

Per il secondo semestre 2011 le incertezze maggiori sono concentrate sulla politica di riduzione del debito degli

USA (tanto auspicata dalle maggiori agenzie di *rating*) e sulla tenuta del sistema bancario europeo.

Altri rischi

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità possono rappresentare ulteriori rischi legati al *business* del Gruppo. Per mitigare tali rischi il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, *survey* tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi, nonché alle *best practice* internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali sia alla tutela dell'Azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Come parte della propria strategia di mantenere e sviluppare una *leadership* di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione, il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei propri impianti. Tali progetti sono esposti ai rischi tipici dell'attività costruttiva, che il Gruppo tende a mitigare attraverso

la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Per quanto concerne la generazione nucleare, Enel è attiva in Slovacchia attraverso Slovenské elektrárne e in Spagna attraverso Endesa; detiene inoltre una partecipazione per la costruzione del reattore europeo ad acqua pressurizzata (EPR) a Flamanville, in Francia. Nell'ambito delle sue attività nucleari il Gruppo è esposto anche a rischi operativi e potrebbe dover fronteggiare costi aggiuntivi a causa di, tra gli altri, incidenti, violazioni della sicurezza, atti di terrorismo, calamità naturali, malfunzionamenti di attrezzature, stoccaggio, movimentazione, trasporto, trattamento delle sostanze e dei materiali nucleari. Nei Paesi in cui Enel ha attività nucleari sono previste specifiche disposizioni di legge che richiedono una copertura assicurativa per responsabilità incondizionata per eventi nucleari imputabili a terzi e prevedono anche massimali di esposizione finanziaria degli operatori nucleari. Altre misure di mitigazione sono state messe in atto secondo le *best practice* internazionali.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il primo semestre 2011 ha evidenziato una crescita sostenuta della domanda di energia elettrica in America Latina, Europa dell'Est e Russia, mentre deboli segnali di ripresa sono stati registrati negli altri Paesi europei. A fronte di tale scenario, la dimensione raggiunta dal Gruppo Enel e la diversificazione geografica delle sue attività rappresentano fattori determinanti ai fini del conseguimento degli obiettivi strategici.

Il Gruppo potrà quindi trarre vantaggio in termini di crescita dei margini dall'entrata in funzione di nuova capacità di generazione in Russia e nella penisola iberica, nonché dal crescente contributo dei progetti di efficientamento e di miglioramento dei flussi di cassa operativi. A tale ultimo riguardo si segnala che nel primo semestre 2011 il programma di integrazione con Endesa ha fatto registrare il

conseguimento di sinergie operative per complessivi 522 milioni di euro, cui si aggiungono gli effetti del programma Zenith di Endesa per 82 milioni di euro, portando così il valore totale delle sinergie realizzate nel periodo di riferimento a 604 milioni di euro.

Una seconda fase del programma Zenith potrà consentire il conseguimento di risparmi di spesa nell'ordine di 1 miliardo di euro su base cumulata nel periodo 2012-2015.

Enel proseguirà inoltre nell'attuazione dei programmi di sviluppo di nuova capacità nel settore delle fonti rinnovabili nonché di tecnologie termoelettriche eco-compatibili e delle reti intelligenti. Tutto questo, unitamente alla messa in atto di azioni finalizzate all'ulteriore miglioramento dei flussi di cassa, consente di confermare per il 2011 tutti gli obiettivi economico-finanziari già comunicati al mercato.

Informativa sulle parti correlate

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

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore dei Mercati Energetici, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Energetici i "Contratti per differenza"

relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. Le società della Divisione Energie Rinnovabili operanti in Italia vendono energia elettrica al Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica.

Il Gruppo Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato. Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 25 al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato



Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2011		2010	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Ricavi	5				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		37.223	3.175	34.274	3.753
Altri ricavi		1.168	29	528	3
	[Subtotale]	38.391	3.204	34.802	3.756
Costi	6				
Materie prime e materiali di consumo		19.795	4.686	16.944	5.285
Servizi		7.005	1.178	6.609	959
Costo del personale		2.176		2.254	
Ammortamenti e perdite di valore		2.857		2.795	
Altri costi operativi		1.330		1.001	18
Costi per lavori interni capitalizzati		(726)		(792)	
	[Subtotale]	32.437	5.864	28.811	6.262
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	7	118		92	6
Risultato operativo		6.072		6.083	
Proventi finanziari	8	1.765	13	2.441	12
Oneri finanziari	8	3.175	3	4.207	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13	63		(1)	
Risultato prima delle imposte		4.725		4.316	
Imposte	9	1.536		1.263	
Risultato delle continuing operations		3.189		3.053	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		3.189		3.053	
Quota di pertinenza del Gruppo		2.552		2.425	
Quota di pertinenza di terzi		637		628	
<i>Risultato del Gruppo per azione (euro)</i>		<i>0,27</i>		<i>0,26</i>	
<i>Risultato del Gruppo diluito per azione (euro) ⁽¹⁾</i>		<i>0,27</i>		<i>0,26</i>	
<i>Risultato del Gruppo delle continuing operations per azione</i>		<i>0,27</i>		<i>0,26</i>	
<i>Risultato del Gruppo diluito delle continuing operations per azione ⁽¹⁾</i>		<i>0,27</i>		<i>0,26</i>	

(1) Calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo (9.403.357.795 in entrambi i periodi in esame), rettificata con l'effetto diluitivo delle stock option in essere nel periodo (0 in entrambi i periodi a confronto).

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

Milioni di euro	1° semestre	
	2011	2010
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	3.189	3.053
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	139	3
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	-	32
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari destinati alla vendita	131	53
Differenze di cambio	(831)	2.753
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(561)	2.841
Utile complessivo rilevato nel periodo	2.628	5.894
Quota di pertinenza:		
- del Gruppo	2.528	3.897
- di terzi	100	1.997

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

Note

ATTIVITÀ		al 30.06.2011		al 31.12.2010 <i>restated</i> ⁽¹⁾	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	10	78.395		78.094	
Investimenti immobiliari		291		299	
Attività immateriali	11	39.250		39.581	
Attività per imposte anticipate	12	5.985		6.017	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13	1.041		1.033	
Attività finanziarie non correnti	14	4.900		4.701	
Altre attività non correnti		1.088		1.062	
	<i>[Totale]</i>	130.950		130.787	
Attività correnti					
Rimanenze		3.274		2.803	
Crediti commerciali	15	12.481	1.130	12.505	1.065
Crediti tributari		1.980		1.587	
Attività finanziarie correnti	16	9.623	81	11.922	69
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	17	3.708		5.164	
Altre attività correnti		2.605	17	2.176	79
	<i>[Totale]</i>	33.671		36.157	
Attività possedute per la vendita	18	602		1.618	
TOTALE ATTIVITÀ		165.223		168.562	

(1) Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato è stato oggetto di *restatement* per recepire retrospettivamente gli effetti della allocazione definitiva del prezzo pagato nell'operazione di *business combination* di SE Hydropower. Per maggiori dettagli si rimanda alla successiva nota 3. Si segnala che, in virtù della non significatività degli effetti, il *restatement* non ha, invece, riguardato il Conto economico consolidato e il Rendiconto finanziario consolidato.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 30.06.2011		al 31.12.2010 <i>restated</i>	
				<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Patrimonio netto del Gruppo	19				
Capitale sociale		9.403		9.403	
Altre riserve		10.767		10.791	
Utili e perdite accumulati		16.100		14.345	
Risultato del periodo ⁽¹⁾		2.552		3.450	
	<i>[Totale]</i>	38.822		37.989	
Patrimonio netto di terzi		15.415		15.877	
Totale patrimonio netto		54.237		53.866	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	20	42.752		52.440	
TFR e altri benefici ai dipendenti		3.079		3.069	
Fondi rischi e oneri	21	8.424		9.026	
Passività per imposte differite	12	11.226		11.336	
Passività finanziarie non correnti	22	2.380		2.591	
Altre passività non correnti		1.305		1.244	
	<i>[Totale]</i>	69.166		79.706	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	23	9.944		8.209	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	20	7.964		2.999	
Debiti commerciali		11.308	2.685	12.373	2.777
Debiti per imposte sul reddito		1.484		687	
Passività finanziarie correnti	24	2.638	7	1.672	
Altre passività correnti		8.359	31	8.052	13
	<i>[Totale]</i>	41.697		33.992	
Passività possedute per la vendita	18	123		998	
Totale passività		110.986		114.696	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		165.223		168.562	

(1) Il risultato dell'esercizio del 2010 è al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio (pari a 940 milioni di euro).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi
al 1° gennaio 2010	9.403	5.292	1.453	2.260	11.409
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	1	-
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	(1.410)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	428	-	4.218
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-
<i>di cui:</i>					
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-
- <i>Utile del periodo</i>	-	-	-	-	-
al 30 giugno 2010	9.403	5.292	1.881	2.261	14.217
al 1° gennaio 2011	9.403	5.292	1.881	2.262	14.217
Effetto PPA SE Hydropower	-	-	-	-	128
al 1° gennaio 2011 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	14.345
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	(1.695)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	3.450
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-
<i>di cui:</i>					
- <i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-
- <i>Utile del periodo</i>	-	-	-	-	-
al 30 giugno 2011	9.403	5.292	1.881	2.262	16.100

Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
(621)	(582)	-	8	4.646	33.268	12.665	45.933
-	-	-	-	-	1	-	1
-	-	-	-	-	(1.410)	(489)	(1.899)
-	-	-	-	(4.646)	-	-	-
1.317	123	-	32	2.425	3.897	1.997	5.894
-	-	-	-	-	-	-	-
1.317	123	-	32	-	1.472	1.369	2.841
-	-	-	-	2.425	2.425	628	3.053
696	(459)	-	40	2.425	35.756	14.173	49.929
456	80	796	24	3.450	37.861	15.684	53.545
-	-	-	-	-	128	193	321
456	80	796	24	3.450	37.989	15.877	53.866
-	-	-	-	-	(1.695)	(521)	(2.216)
-	-	-	-	(3.450)	-	-	-
-	-	-	-	-	-	(41)	(41)
(307)	283	-	-	2.552	2.528	100	2.628
-	-	-	-	-	-	-	-
(307)	283	-	-	-	(24)	(537)	(561)
-	-	-	-	2.552	2.552	637	3.189
149	363	796	24	2.552	38.822	15.415	54.237

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre		
		2011	2010	
		di cui con parti correlate	di cui con parti correlate	
Risultato del periodo del Gruppo e di terzi		3.189	3.053	
Rettifiche per:				
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		463	415	
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		2.248	2.217	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		(710)	1.350	
Accantonamenti ai fondi		398	315	
(Proventi)/Oneri finanziari		1.074	1.288	
Imposte sul reddito		1.536	1.263	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		573	(1.088)	
<i>Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>		<i>8.771</i>	<i>8.813</i>	
Incremento/(Decremento) fondi		(941)	(618)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(462)	(222)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		(232)	326	(47)
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		(325)	703	(10)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		(1.043)	(2.075)	(448)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		600	690	12
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.877)	(1.931)	2
Imposte pagate		(1.103)	(2.092)	
Cash flow da attività operativa (a)		3.388	3.594	
Investimenti in attività materiali non correnti		(2.712)	(2.435)	
Investimenti in attività immateriali		(202)	(219)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(52)	(117)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		104	375	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		84	(72)	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		(2.778)	(2.468)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	23	3.601	5.053	
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari		(3.318)	(5.095)	
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo		(34)	-	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	19	(2.388)	(1.897)	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		(2.139)	(1.939)	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		(65)	239	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		(1.594)	(574)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		5.342	4.289	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽¹⁾⁽²⁾		3.748	3.715	

(1) Di cui titoli a breve pari a 38 milioni di euro al 30 giugno 2011 (82 milioni di euro al 30 giugno 2010).

(2) Di cui disponibilità liquide e mezzi equivalenti delle "Attività possedute per la vendita" pari a 2 milioni di euro al 30 giugno 2011 (98 milioni di euro al 30 giugno 2010).

Note illustrative

1

Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Roma. La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2011 comprende le situazioni contabili della Società, delle sue controllate e delle imprese a controllo congiunto ("il Gruppo"), nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate. L'elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

La pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale è stata autorizzata dagli Amministratori in data 3 agosto 2011.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2011 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2011 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154 *ter* del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58, così come modificato dal decreto legislativo n. 195 del 6 novembre 2007, nonché dell'art. 81 del Regolamento Emittenti e successive modifiche.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2011, incluso nella Relazione finanziaria semestrale, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS/IAS) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo, alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC), nonché alle interpretazioni dello *Standing Interpretations Committee* (SIC), in vigore alla stessa data. L'insieme di tutti i principi e

le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

In particolare, tale bilancio è stato redatto in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali (IAS 34 - Bilanci intermedi) ed è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile (perdita) complessivo consolidato rilevato nel periodo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative note illustrative.

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

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010, 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 2010.

A integrazione dei principi contabili utilizzati per la redazione del Bilancio al 31 dicembre 2010, si riportano di seguito i principi contabili internazionali e le interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2011 rilevanti per il Gruppo.

> "IAS 24 - Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate". Tale principio sostituisce la precedente versione dello IAS 24. Prevede la facoltà per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di enti governativi di fornire un'informativa più sintetica per le transazioni avvenute con tali enti e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte degli stessi. 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. L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti significativi nel semestre.
- > "Modifiche all'IFRIC 14 - Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima". Tali modifiche chiariscono il trattamento contabile da applicare nell'ambito delle regole del c.d. "asset ceiling", qualora fossero previsti pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima (c.d. "minimum funding requirement", MFR). In particolare, l'interpretazione modificata dispone nuove regole per misurare il beneficio economico disponibile derivante da una riduzione di contributi futuri dovuti per un MFR. L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi nel semestre.
 - > "IFRIC 19 - Estinzione di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale". 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 costituiscano il corrispettivo per l'estinzione delle passività e debbano essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta e il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a Conto economico. L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti nel semestre.
 - > "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. L'applicazione, su base retroattiva, di tale modifica non ha comportato impatti significativi nel semestre.
 - > "Miglioramenti agli *International Financial Reporting Standards*". Si tratta di modifiche migliorative a principi già esistenti. Le più significative, applicabili nella presente relazione semestrale, riguardano:
 - l'IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*, come rivisto nel 2008: viene chiarito che devono essere valutate al *fair value* o in proporzione alla quota di partecipazione nell'ammontare riconosciuto delle attività nette identificabili dell'acquisita solo le partecipazioni di minoranza che rappresentano interessenze di terzi nella società acquisita che danno diritto, in caso di liquidazione della società, a una quota proporzionale delle sue attività nette. Tutti gli altri elementi classificabili come partecipazioni di minoranza ma che non hanno le caratteristiche sopra descritte (per esempio, *share option*, azioni privilegiate ecc.), devono invece, essere misurate al loro *fair value* alla data di acquisizione, eccetto se altri criteri di misurazione sono previsti nell'ambito dei principi contabili internazionali. L'applicazione di tale modifica, su base prospettica a partire dalla data in cui il Gruppo ha applicato per la prima volta il vigente IFRS 3 (esercizio 2010), non ha comportato impatti nel semestre;
 - 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. L'applicazione di tale modifica non ha comportato impatti nel semestre;
 - 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. Non essendo intervenute modifiche in relazione alla classificazione gerarchica dei *fair value* rispetto al 31 dicembre 2010, l'applicazione di tale modifica non ha comportato impatti significativi nel semestre.

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo risentono, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche: in particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Tenuto conto dello scarso impatto economico di tale andamento, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei dodici mesi chiusi al 30 giugno 2011.

2

Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 giugno 2011, rispetto a quella del 30 giugno 2010, ha subito alcune modifiche in ragione delle seguenti principali operazioni:

2010

- > cessione, in data 1° luglio 2010, del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- > cessione, in data 17 dicembre 2010, dell'80% del capitale di Nubia 2000, società titolare delle attività (acquisite in corso d'anno da Endesa Gas) nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna; nel perimetro della vendita è ricompresa una partecipazione del 35% in Gas Aragon, acquisita precedentemente da Nubia 2000.

2011

- > cessione, in data 24 febbraio 2011, della società Compañía Americana de Multiservicios (CAM), operante in America Latina nel settore dei servizi generali;
- > cessione, in data 1° marzo 2011, della società Synapsis IT Soluciones y Servicios (Synapsis), operante in America Latina nel settore dei servizi informatici;

- > acquisizione, in data 31 marzo 2011, del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía - SEA, che ha consentito a Enel Green Power España di passare dal 46,67% al 63,34%, assumendone, in qualità di azionista di maggioranza, il pieno controllo;
- > cambio del metodo di consolidamento da integrale a proporzionale (in ragione del 49%) per la perdita del controllo della società Hydro Dolomiti Enel a seguito del cambio di assetto di *governance* della stessa società, così come previsto negli accordi siglati tra i due soci nel 2008 che stabilivano a partire da tale data un controllo congiunto. Si rimanda al successivo paragrafo per ulteriori informazioni di dettaglio;
- > acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) degli asset rimasti in capo a Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), a seguito del *break-up* della *joint venture* tra Enel Green Power España e il *partner* Gas Natural, in base all'accordo finalizzato in data 30 maggio 2011. A partire dalla data di esecuzione dell'accordo, tali asset sono pertanto consolidati con il metodo integrale, come più dettagliatamente esposto nel prosieguo del presente documento;
- > acquisizione, in data 9 giugno 2011, di un'ulteriore quota del 50% nella Sociedade Térmica Portuguesa. Attraverso questa operazione la società Enel Green Power España è diventata azionista unico della società portoghese, attiva nella generazione da fonti rinnovabili;
- > cessione, in data 28 giugno 2011, alla società Contour Global LP dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding BV e Maritza O&M Holding Netherland BV. Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Maritza East 3 AD e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria AD.

Si segnala, inoltre, che in data 1° giugno 2010 il Gruppo aveva acquisito il controllo di SE Hydropower, società attiva nella produzione di energia elettrica nella provincia di Bolzano, attraverso il conferimento nella stessa di taluni asset di generazione di Enel Produzione. In aggiunta, il Gruppo, pur detenendo un'interessenza del 40%, consolida la società a partire dalla data di acquisizione con il metodo integrale a seguito di specifici patti parasociali che regolano la *governance* della società stessa. Nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato il Gruppo ha perfezionato il processo di allocazione definitiva della *consideration* trasferita ai *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte. Gli

effetti di tale allocazione in via definitiva sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010, secondo quanto previsto dall'IFRS 3.

Nello Stato patrimoniale consolidato al 30 giugno 2011 le voci "Attività possedute per la vendita" e "Passività possedute per la vendita" includono le attività e le relative passività riferite alle società Deval, Vallenergie, Endesa Ireland e altre minori che in base allo stato di avanzamento delle trattative per la loro cessione a terzi ricadono nell'applicazione dell'IFRS 5.

Pertanto, il decremento di tali voci rispetto al 31 dicembre 2010 risente sostanzialmente delle sopra citate cessioni effettuate nel primo semestre 2011.

Determinazione del *fair value* delle attività e delle passività relative alla società Hydro Dolomiti Enel a seguito della perdita del controllo

In data 12 maggio 2008 Enel Produzione ha costituito la società Hydro Dolomiti Enel (in seguito HDE) in esecuzione dell'Accordo di Investimento, avente per oggetto la "gestione congiunta degli asset di produzione idroelettrica nella Provincia Autonoma di Trento", stipulato tra Dolomiti Energia ed Enel Produzione. Con efficacia 15 luglio 2008, Enel Produzione, in adempimento del citato Accordo e al verificarsi delle relative condizioni sospensive, tra le quali la proroga al 31 dicembre 2020 del termine di scadenza delle concessioni di grande derivazione idroelettrica, ha conferito alla sua controllata HDE il proprio ramo di

azienda di produzione di energia elettrica costituito da impianti idroelettrici ubicati nella Provincia Autonoma di Trento e le relative concessioni per grandi e piccole derivazioni di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

Successivamente, in data 25 luglio 2008 Enel Produzione ha ceduto a Dolomiti Energia il 51% di HDE realizzando così definitivamente i termini dell'Accordo che, nel relativo patto parasociale, fissava un assetto di *governance* per i primi tre anni di durata della società, e cioè fino all'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2010, tale da consentire a Enel il controllo sulla società e quindi di procedere al consolidamento integrale dei risultati della stessa. A partire dal 1° aprile 2011, in seguito all'approvazione del bilancio 2010 e all'insediamento del nuovo Consiglio di Amministrazione, l'assetto di *governance* della società è stato modificato coerentemente con quanto definito nell'Accordo e quindi, a partire da tale data, HDE è soggetta al controllo congiunto di Enel Produzione e Dolomiti Energia e consolidata da Enel con il metodo proporzionale per la quota di competenza (49%).

In applicazione di quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 27 (*Revised*) tale fattispecie si configura come perdita del controllo della società, con la conseguente rimisurazione al *fair value* delle relative attività e passività nella misura corrispondente alla quota di partecipazione residua dopo la perdita del controllo.

Nella tabella seguente sono riepilogati gli effetti contabili derivanti dalla citata misurazione al *fair value* delle attività e passività di Hydro Dolomiti Enel per la parte corrispondente alla quota di partecipazione detenuta da Enel dopo la perdita del controllo (49%).

Milioni di euro	Situazione contabile al 1° aprile 2011	Misurazione al <i>fair value</i>	Nuovo valore al 1° aprile 2011
Immobili, impianti e macchinari	82	129	211
Attività immateriali	24	108	132
Attività per imposte anticipate	3	-	3
Attività non correnti	109	237	346
Attività correnti	61	-	61
Totale attività	170	237	407
TFR e altri benefici relativi al personale	2	-	2
Fondi rischi e oneri	5	-	5
Passività per imposte differite	-	87	87
Passività non correnti	7	87	94
Passività correnti	101	-	101
Patrimonio netto di Gruppo	62	150	212
Patrimonio netto di terzi	-	-	-
Totale patrimonio netto	62	150	212
Totale passività e patrimonio netto	170	237	407

Gli effetti della misurazione al *fair value*, pari a 237 milioni di euro, sono stati rilevati nella voce "Altri ricavi" del prospetto di Conto economico consolidato. Considerando anche il correlato effetto fiscale differito, l'impatto complessivo di tale operazione sul Conto economico consolidato e sul patrimonio netto del Gruppo è pari a 150 milioni di euro.

Acquisizione del pieno controllo (da controllo congiunto) degli asset di Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER)

In data 30 maggio 2011 Enel Green Power SpA (EGP) e la sua controllata Enel Green Power España SL (EGPE) hanno finalizzato l'accordo firmato con Gas Natural SDG SA (GN), in data 30 luglio 2010, per la suddivisione (*break-up*) degli asset di EUFER, società controllata pariteticamente con l'altro socio GN, al verificarsi di una serie di condizioni sospensive previste dall'accordo stesso.

Ai fini del *break-up*, le attività di EUFER sono state distinte in due parti (di seguito "Lotto 1" e "Lotto 2") ben bilanciate in termini di valore, EBITDA, capacità installata, *mix* di rischio e tecnologia. L'operazione di *break-up* è stata finalizzata mediante la restituzione da parte di EUFER del 50% del suo capitale al socio GN, avvenuta attraverso la cessione allo stesso delle attività nette corrispondenti al Lotto 2. Conseguentemente, EGPE ha acquisito il controllo pieno di EUFER e quindi delle attività assegnate al Lotto 1, precedentemente consolidate con il metodo proporzionale. Si evidenzia che, al 31 dicembre 2010, il Gruppo ha proceduto, tenuto conto dei patti contrattuali in essere alla

stessa data e in conformità a quanto previsto dall'IFRS 5, a classificare tra le "Attività possedute per la vendita" e le "Passività possedute per la vendita" rispettivamente le attività e le passività facenti parte del Lotto 2, per un ammontare pari al 50% tenuto conto del consolidamento proporzionale di EUFER.

La cessione delle attività iscritte e relative al 50% del Lotto 2, avvenuta nel primo semestre 2011, ha comportato la rilevazione di un provento pari a 25 milioni di euro.

Inoltre, come già evidenziato, l'operazione ha permesso a Enel di acquisire il pieno controllo della società spagnola che, quindi, a partire dalla data di efficacia del *break-up*, è consolidata integralmente anziché con il metodo proporzionale. Pertanto, Enel ha acquisito il controllo di EUFER in ragione di distinte operazioni e conseguentemente la contabilizzazione iniziale di tale ultima operazione è effettuata in accordo con quanto previsto dall'IFRS 3 (*Revised*) per le aggregazioni aziendali realizzate in più fasi (*business combination achieved in stages*).

A tale proposito, si precisa che la misurazione al *fair value* delle attività e passività riferite al Lotto 1 per la quota già posseduta dal Gruppo, definita in base all'applicazione del citato principio contabile, ha comportato la rilevazione di un provento pari a 76 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono sintetizzati gli effetti della *business combination*, rilevati in via provvisoria in attesa di completare il processo di allocazione del prezzo.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione ⁽¹⁾	15
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività materiali	101
- attività immateriali	63
- passività per imposte differite	(39)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	140
Valore dell'operazione ⁽²⁾	140
Avviamento emergente dall'acquisizione	-
Avviamento esistente su 50% di EUFER già posseduto dal Gruppo	45
Avviamento EUFER al 30 giugno 2011	45

(1) Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel.

(2) Pari al *fair value* degli asset ceduti a Gas Natural.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative alla società SE Hydropower

Il 1° giugno 2010 Enel Produzione ha conferito a SE Hydropower, società interamente detenuta dalla Società Elettrica Altoatesina (SEL), gli impianti idroelettrici ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano e le relative concessioni di grande derivazione acqua a scopo idroelettrico in scadenza al 31 dicembre 2010. Antecedentemente all'operazione di conferimento, la SE Hydropower era risultata assegnataria del rinnovo, a partire dal 1° gennaio 2011, delle suddette concessioni e di talune altre aventi tutte scadenza trentennale.

Attraverso il conferimento, effettuato a valori contabili, Enel Produzione acquisiva il 40% del capitale di SE Hydropower e, in virtù dell'assetto di *governance* fissato dai patti parasociali, iniziava a esercitare un'influenza dominante tale da consentire a Enel di procedere al consolidamento integrale dei risultati della società. Tale operazione si configura per il Gruppo Enel come un'operazione di aggregazione aziendale (*business combination*) realizzata attraverso il conferimento delle sopra citate attività su cui Enel continua a mantenere il controllo. Il prezzo di tale aggregazione è riconducibile al valore corrente stimato dei beni conferiti da Enel Produzione nella misura del 60%, corrispondente alla partecipazione di SEL al capitale di SE Hydropower a valle del conferimento.

Conformemente a quanto disciplinato dall'IFRS 3, nel bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2010 e nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 la determinazione del *fair value* delle attività acquisite e delle

passività e delle passività potenziali assunte in essere alla data di acquisizione era stata effettuata in via provvisoria, poiché non ancora finalizzati alcuni processi valutativi. Il completamento del processo di allocazione del prezzo al *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte è stato completato nel corso del primo semestre 2011 entro i termini previsti dall'IFRS 3 (*Revised*) e ha determinato l'allocazione dell'intera *consideration transferred* nell'operazione al valore delle concessioni acquisite, al netto dei relativi effetti fiscali differiti.

Effetti della *Purchase Price Allocation*

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	-
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività immateriali (concessioni rinnovate e aventi decorrenza 2011-2040)	510
- passività per imposte differite	(189)
- minoritari	(193)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	128
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	128
Avviamento	-

(1) Pari al *fair value* degli asset conferiti a SE Hydropower, in ragione del 60% e al netto dell'effetto fiscale teorico.

Le attività conferite da Enel Produzione non sono state oggetto di rettifica per la valutazione al loro *fair value* e sono state rilevate nella contabilizzazione iniziale della *business combination* al loro valore contabile in quanto il Gruppo ne ha mantenuto il controllo.

L'effetto complessivo dell'operazione sul patrimonio netto di Gruppo è risultato pari a 128 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, alla data di acquisizione.

Situazione contabile SE Hydropower Srl alla data dell'acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili al 1° giugno 2010	Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> effettuate in via definitiva nel 2011	Nuovi valori rilevati al 1° giugno 2010
Attività materiali	48	-	48
Attività immateriali	-	510	510
Attività per imposte anticipate	1	-	1
Altre attività correnti e non	1	-	1
Totale attività	50	510	560
Patrimonio netto di Gruppo	20	128	148
Minoritari	30	193	223
Passività per imposte differite	-	189	189
Totale patrimonio netto e passività	50	510	560

3

Rideterminazione dei dati di Stato patrimoniale al 31 dicembre 2010

Per effetto della suddetta determinazione in via definitiva del *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione (1° giugno 2010) relativa all'operazione di *business combination* della società SE Hydropower, i dati del Bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010 sono stati rideterminati, con un conseguente incremento del patrimonio netto consolidato di Gruppo pari a 128 milioni di euro e del patrimonio netto di terzi di 193 milioni di euro.

L'effetto dei maggiori ammortamenti al netto del riversamento della fiscalità differita sul Conto economico al 30 giugno 2010 è risultato inferiore a 1 milione di euro, per cui, considerata la non materialità dell'ammontare, si è ritenuto opportuno non ripresentare lo schema pubblicato.

Milioni di euro

ATTIVITÀ	al 31.12.2010	Effetto PPA SE Hydropower	al 31.12.2010 <i>restated</i>
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	78.094	-	78.094
Investimenti immobiliari	299	-	299
Attività immateriali	39.071	510	39.581
Attività per imposte anticipate	6.017	-	6.017
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.033	-	1.033
Attività finanziarie non correnti	4.701	-	4.701
Altre attività non correnti	1.062	-	1.062
	<i>[Totale]</i>	<i>510</i>	<i>130.787</i>
Attività correnti			
Rimanenze	2.803	-	2.803
Crediti commerciali	12.505	-	12.505
Crediti tributari	1.587	-	1.587
Attività finanziarie correnti	11.922	-	11.922
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.164	-	5.164
Altre attività correnti	2.176	-	2.176
	<i>[Totale]</i>	<i>-</i>	<i>36.157</i>
Attività possedute per la vendita	1.618	-	1.618
TOTALE ATTIVITÀ	168.052	510	168.562

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 31.12.2010	Effetto PPA SE Hydropower	al 31.12.2010 <i>restated</i>
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale	9.403	-	9.403
Altre riserve	10.791	-	10.791
Utili e perdite accumulati	14.217	128	14.345
Risultato del periodo	3.450	-	3.450
	<i>[Totale]</i>	<i>128</i>	<i>37.989</i>
Patrimonio netto di terzi	15.684	193	15.877
TOTALE PATRIMONIO NETTO	53.545	321	53.866
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	52.440	-	52.440
TFR e altri benefici ai dipendenti	3.069	-	3.069
Fondi rischi e oneri	9.026	-	9.026
Passività per imposte differite	11.147	189	11.336
Passività finanziarie non correnti	2.591	-	2.591
Altre passività non correnti	1.244	-	1.244
	<i>[Totale]</i>	<i>189</i>	<i>79.706</i>
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	8.209	-	8.209
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.999	-	2.999
Debiti commerciali	12.373	-	12.373
Debiti per imposte sul reddito	687	-	687
Passività finanziarie correnti	1.672	-	1.672
Altre passività correnti	8.052	-	8.052
	<i>[Totale]</i>	<i>-</i>	<i>33.992</i>
Passività possedute per la vendita	998	-	998
TOTALE PASSIVITÀ	114.507	189	114.696
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	168.052	510	168.562

4

Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due periodi messi a confronto. Si segnala che non vi sono differenze nella base di segmentazione o di misurazione del segmento a Conto economico rispetto a quanto effettuato nel bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011 e nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010.

Primo semestre 2011 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	8.719	7.499	42	1.513	15.739	3.564	1.106	181	29	(1)	38.391
Ricavi intersettoriali	84	2.723	164	2.081	105	255	223	159	500	(6.294)	-
Totale ricavi	8.803	10.222	206	3.594	15.844	3.819	1.329	340	529	(6.295)	38.391
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	8	125	-	-	(8)	(10)	3	-	-	-	118
Risultato operativo	180	940	5	1.567	2.197	496	684	(33)	45	(9)	6.072
Attività operative	6.116 ⁽²⁾	15.200	222	18.337 ⁽⁴⁾	76.072 ⁽⁷⁾	13.014	10.203 ⁽¹¹⁾	1.224	2.515	(4.944)	137.959
Passività operative	4.912 ⁽³⁾	4.220	235	5.977 ⁽⁵⁾	12.086 ⁽⁸⁾	5.193	1.171	1.551	1.562	(5.364)	31.543
Investimenti	12	109	1	579 ⁽⁶⁾	933 ⁽⁹⁾	573 ⁽¹⁰⁾	624	2	13	-	2.846

- (1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.
- (2) Di cui 33 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (3) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (4) Di cui 88 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (5) Di cui 18 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (6) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (7) Di cui 452 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (8) Di cui 50 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (9) Il dato non include 61 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (10) Il dato non include 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" e ceduto nel primo semestre 2011.
- (11) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primo semestre 2010 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.062	5.629	48	1.189	14.774	3.039	867	168	47	(21)	34.802
Ricavi intersettoriali	86	2.607	280	2.225	69	72	107	155	477	(6.078)	-
Totale ricavi	9.148	8.236	328	3.414	14.843	3.111	974	323	524	(6.099)	34.802
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(381)	399	-	-	26	(13)	63	(2)	-	-	92
Risultato operativo	51	960	5	1.405	2.578	581	495	(6)	19	(5)	6.083
Attività operative ⁽²⁾	6.162	15.444	316	17.680	77.764 ⁽³⁾	13.103 ⁽⁵⁾	9.654 ⁽⁷⁾	1.075	2.529	(5.732)	137.995
Passività operative ⁽²⁾	5.673	4.467	374	5.825	13.500 ⁽⁴⁾	5.184 ⁽⁶⁾	1.235 ⁽⁸⁾	1.166	1.543	(5.734)	33.233
Investimenti	16	293	4	509	875	559	339	-	34	-	2.629

- (1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.
- (2) Al 31 dicembre 2010 *restated*. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativamente alla *business combination* di SE Hydropower.
- (3) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (4) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (5) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (7) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
- (8) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i> ⁽¹⁾
Totale attività	165.223	168.562
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	19.293	22.934
Attività di natura fiscale	7.971	7.633
Attività di settore	137.959	137.995
<i>- di cui:</i>		
Mercato ⁽²⁾	6.116	6.162
Generazione ed Energy Management	15.200	15.444
Ingegneria e Innovazione	222	316
Infrastrutture e Reti ⁽³⁾	18.337	17.680
Iberia e America Latina ⁽⁴⁾	76.072	77.764
Internazionale ⁽⁵⁾	13.014	13.103
Energie Rinnovabili ⁽⁶⁾	10.203	9.654
Capogruppo	1.224	1.075
Servizi e Altre attività	2.515	2.529
Elisioni e rettifiche	(4.944)	(5.732)
Totale passività	110.986	114.696
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	65.703	68.683
Passività di natura fiscale	13.740	12.780
Passività di settore	31.543	33.233
<i>- di cui:</i>		
Mercato ⁽⁷⁾	4.912	5.673
Generazione ed Energy Management	4.220	4.467
Ingegneria e Innovazione	235	374
Infrastrutture e Reti ⁽⁸⁾	5.977	5.825
Iberia e America Latina ⁽⁹⁾	12.086	13.500
Internazionale ⁽¹⁰⁾	5.193	5.184
Energie Rinnovabili ⁽¹¹⁾	1.171	1.235
Capogruppo	1.551	1.166
Servizi e Altre attività	1.562	1.543
Elisioni e rettifiche	(5.364)	(5.734)

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativamente alla *business combination* di SE Hydropower.

(2) Di cui 33 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(3) Di cui 88 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(4) Di cui 452 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011 (484 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(5) Di cui 592 milioni di euro al 31 dicembre 2010.

(6) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011 (399 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(7) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(8) Di cui 18 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011.

(9) Di cui 50 milioni di euro riferiti al perimetro "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2011 (145 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

(10) Di cui 26 milioni di euro al 31 dicembre 2010.

(11) Di cui 14 milioni di euro al 31 dicembre 2010.

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

5. Ricavi - Euro 38.391 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2011	2010	Variazione
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	32.967	30.572	2.395
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	1.948	1.919	29
Ricavi da vendita combustibili	365	135	230
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	679	659	20
Misurazione al <i>fair value</i> a seguito di modifiche nel controllo	358	-	358
Plusvalenze da cessione attività	57	7	50
Altri	2.017	1.510	507
Totale	38.391	34.802	3.589

I "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" si attestano a 32.967 milioni di euro (30.572 milioni di euro nel primo semestre 2010) e includono, tra gli altri, i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 16.890 milioni di euro (15.965 milioni di euro nel primo semestre 2010), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 7.255 milioni di euro (6.734 milioni di euro nel primo semestre 2010), i ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 3.066 milioni di euro (2.217 milioni di euro nel primo semestre 2010), nonché i ricavi da trasporto di energia elettrica per 4.895 milioni di euro (4.952 milioni di euro nel primo semestre 2010).

I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" ammontano nel primo semestre 2011 a 1.948 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita di gas naturale in Italia per 952 milioni di euro (1.076 milioni di euro nel primo semestre 2010), ricavi da trasporto di gas naturale in Italia per 244 milioni di euro (205 milioni di euro nel primo semestre 2010), nonché ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 752 milioni di euro (638 milioni di euro nel primo semestre 2010).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 365 milioni di euro, includono nel primo semestre 2011 vendite di altri combustibili per 124 milioni di euro (89 milioni di euro nel primo semestre 2010), cui si aggiungono vendite di gas naturale per 241 milioni di euro (46 milioni di euro nel primo semestre 2010); l'incremento è da riferire alle maggiori attività di *trading* nei mercati nazionali e internazionali.

I proventi da "Misurazione al *fair value* a seguito di modifiche nel controllo" ammontano a 358 milioni di euro (non presenti nell'analogo periodo del 2010). Tali proventi sono riferiti all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo (i) residue dopo la perdita del controllo di Hydro Dolomiti Enel avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di *governance* (237 milioni di euro); (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Enel Unión Fenosa Renovables (76 milioni di euro), Sociedad Eólica de Andalucía (23 milioni di euro, avvenuta nel corso del primo trimestre 2011) e TP - Sociedade Térmica Portuguesa (22 milioni di euro).

Costi

6. Costi - Euro 32.437 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2011	2010	Variazione
<i>Energia elettrica</i>	13.691	11.685	2.006
<i>Combustibili e gas</i>	5.517	4.523	994
<i>Materiali</i>	587	736	(149)
Totale materie prime e materiali di consumo	19.795	16.944	2.851
<i>Vettoriamenti passivi</i>	4.340	4.205	135
<i>Godimento beni di terzi</i>	296	284	12
<i>Altri servizi</i>	2.369	2.120	249
Totale servizi	7.005	6.609	396
Costo del personale	2.176	2.254	(78)
Ammortamenti e perdite di valore	2.857	2.795	62
Altri costi operativi	1.330	1.001	329
<i>Costi capitalizzati per materiali</i>	(367)	(485)	118
<i>Costi capitalizzati del personale</i>	(359)	(307)	(52)
Totale costi per lavori interni capitalizzati	(726)	(792)	66
TOTALE COSTI	32.437	28.811	3.626

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 2.937 milioni di euro (2.888 milioni di euro nel primo semestre 2010) e quelli dal Gestore dei Mercati Energetici per 1.276 milioni di euro (1.646 milioni di euro nel primo semestre 2010).

Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 2.546 milioni di euro (2.658 milioni di euro nel primo semestre 2010) e agli acquisti di altri combustibili per 2.971 milioni di euro (1.865 milioni di euro nel primo semestre 2010).

I "Vettoriamenti passivi" del primo semestre 2011 hanno subito un incremento di 135 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 per effetto dell'aumento degli oneri di sistema e dei maggiori costi per servizi connessi ai sistemi elettrici dei Paesi in cui il Gruppo opera.

Il "Costo del personale" del primo semestre 2011 è in diminuzione di 78 milioni di euro, con un decremento della consistenza media del 4,4%. Tale variazione risente sostanzialmente della variazione di perimetro intervenuta nel 2011 per la cessione delle società CAM, Synapsis, Enel Operations Bulgaria ed Enel Maritza East 3, nonché della modifica al metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel, passata dal metodo integrale al metodo proporzionale (49%), in forza del nuovo assetto di *governance* previsto dai patti parasociali a seguito dell'approvazione del bilancio 2010 della società. Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2011 è pari a 76.077 dipendenti (78.313 al 31 dicembre 2010).

Nella seguente tabella è esposto il dettaglio degli ammortamenti e perdite di valore rilevati nei periodi in esame.

Milioni di euro	1° semestre		
	2011	2010	Variazione
Ammortamenti delle attività materiali	2.188	2.200	(12)
Ammortamenti delle attività immateriali	444	412	32
Perdite di valore	225	183	42
Totale	2.857	2.795	62

La voce "Perdite di valore" nel primo semestre 2011 si riferisce prevalentemente all'adeguamento di valore di crediti commerciali pari a 146 milioni di euro (193 milioni di euro nel primo semestre 2010). Comprende inoltre *impairment* su immobili, impianti e macchinari (inclusivi

della quota classificata come "posseduta per la vendita") per 60 milioni di euro e su immobilizzazioni immateriali (inclusive della quota classificata come "posseduta per la vendita") per 19 milioni di euro.

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

7. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* - Euro 118 milioni

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 105 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso del periodo e per 13

milioni di euro a proventi netti da valutazione dei contratti derivati su *commodity* in essere al 30 giugno 2011.

Milioni di euro	1° semestre		
	2011	2010	Variazione
Proventi			
Proventi da valutazione su contratti in essere a fine periodo	977	552	425
Proventi realizzati su contratti chiusi nel periodo	312	445	(133)
Totale proventi	1.289	997	292
Oneri			
Oneri da valutazione su contratti in essere a fine periodo	(964)	(673)	(291)
Oneri realizzati su contratti chiusi nel periodo	(207)	(232)	25
Totale oneri	(1.171)	(905)	(266)
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY	118	92	26
- di cui per derivati di trading/non copertura IFRS/IAS	101	70	31
- di cui quota inefficace su CFH	-	9	(9)

8. Proventi/(Oneri) finanziari - Euro (1.410) milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2011	2010	Variazione
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	109	89	20
Differenze positive di cambio	1.028	483	545
Proventi da strumenti derivati	271	1.795	(1.524)
Proventi da partecipazioni	19	30	(11)
Altri proventi	338	44	294
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	1.765	2.441	(676)
Interessi e altri oneri su debiti finanziari	1.378	1.329	49
Differenze negative di cambio	318	1.833	(1.515)
Oneri da strumenti derivati	1.145	543	602
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	149	139	10
Attualizzazione altri fondi	81	189	(108)
Oneri da partecipazioni	-	13	(13)
Altri oneri	104	161	(57)
TOTALE ONERI FINANZIARI	3.175	4.207	(1.032)

I proventi finanziari, pari a 1.765 milioni di euro, registrano una diminuzione di 676 milioni di euro rispetto al precedente periodo. Tale riduzione si riferisce principalmente ai minori proventi da strumenti derivati per 1.524 milioni di euro, all'incremento delle differenze positive di cambio per 545 milioni di euro e all'aumento degli altri proventi per 294 milioni di euro. Questi ultimi includono maggiori proventi relativi a poste coperte da *fair value hedge* per 129 milioni di euro, il riconoscimento degli interessi di mora a seguito di una sentenza favorevole per il Gruppo relativamente a un contenzioso fiscale in Spagna (63 milioni di euro), nonché maggiori proventi derivanti dalla rimisurazione delle passività nette relative al personale (prevalentemente riferite al fondo oneri per incentivo all'esodo) per 41 milioni di euro.

Gli oneri finanziari, pari a 3.175 milioni di euro, sono in riduzione di 1.032 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010. In particolare, l'incremento degli interessi e altri oneri su debiti finanziari (49 milioni di euro) e degli oneri da strumenti derivati (602 milioni di euro) è più che compensato dal miglioramento delle differenze negative di cambio, pari a 1.515 milioni di euro.

A tal proposito, si evidenzia che le differenze nette di cambio, positive per 710 milioni di euro nel primo semestre 2011, sono attribuibili prevalentemente all'indebitamento finanziario espresso in valuta diversa dall'euro e mostrano una variazione positiva di 2.060 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2010. Tale variazione risulta sostanzialmente compensata dagli effetti derivanti da operazioni di copertura tramite *cross currency interest rate swap*.

9. Imposte - Euro 1.536 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2011	2010	Variazione
Imposte correnti	1.447	1.623	(176)
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	1	(168)	169
Imposte differite	62	(399)	461
Imposte anticipate	26	207	(181)
Totale	1.536	1.263	273

Le imposte del primo semestre 2011 ammontano a 1.536 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 32,5% a fronte di un'incidenza del 29,3% nel primo semestre 2010. Tale andamento risente di maggiori proventi non rilevanti ai fini fiscali rilevati nel primo semestre 2010.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

10. Immobili, impianti e macchinari - Euro 78.395 milioni

Il dettaglio degli immobili, impianti e macchinari relativi al 30 giugno 2011 è di seguito riportato.

Milioni di euro	
Totale al 01.01.2011 restated	78.094
Investimenti	2.644
Differenze cambio	(712)
Variazione perimetro di consolidamento	433
Misurazione al <i>fair value</i> per effetto modifica nel controllo	199
Ammortamenti	(2.160)
Perdite di valore	(48)
Dismissioni e altri movimenti	(55)
Totale al 30.06.2011	78.395

Gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2011 ammontano a 2.644 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2010 di 233 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2011, distinti per tipologia di impianto.

Milioni di euro	1° semestre	
	2011	2010
Impianti di generazione:		
- termoelettrici	378	637
- idroelettrici	200	114
- geotermoelettrici	38	68
- nucleari	378	227
- con fonti energetiche alternative	512	227
Totale impianti di generazione	1.506	1.273
Rete di distribuzione di energia elettrica	1.085	946
Rete di distribuzione di gas	-	11
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	53	181
TOTALE ⁽¹⁾	2.644	2.411

(1) Non include 68 milioni di euro di investimenti effettuati nel primo semestre 2011 (24 milioni nel primo semestre 2010) relativi al perimetro di attività classificate come "possedute per la vendita".

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 1.506 milioni di euro, con un incremento di 233 milioni di euro rispetto al periodo precedente che risente principalmente dei maggiori investimenti in impianti di generazione con fonti energetiche alternative della Divisione Energie Rinnovabili, nonché dei maggiori investimenti in impianti di generazione da fonte nucleare della Divisione Internazionale. Tali incrementi sono parzialmente compensati

dai minori investimenti in impianti termoelettrici. Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 1.085 milioni di euro e risultano in aumento di 139 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gi investimenti sulla rete di distribuzione di gas si riducono a seguito della cessione della rete di distribuzione in Spagna.

La variazione di perimetro di consolidamento si riferisce al cambio di metodo di consolidamento di Enel Unión Fenosa Renovables (406 milioni di euro) e alle acquisizioni effettuate che hanno consentito il consolidamento integrale di Sociedad Eólica de Andalucía e di TP - Sociedade Térmica Portuguesa (complessivamente 112 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dall'effetto del cambio del metodo di

consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (85 milioni di euro). La misurazione al *fair value* è relativa all'adeguamento al loro valore corrente degli immobili, impianti e macchinari di pertinenza del Gruppo (i) residui dopo la perdita del controllo di Hydro Dolomiti Enel (129 milioni di euro); (ii) già posseduti da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Enel Unión Fenosa Renovables (70 milioni di euro).

11. Attività immateriali - Euro 39.250 milioni

Il dettaglio delle attività immateriali relativi al 30 giugno 2011 è il seguente:

Milioni di euro	Altre attività immateriali	Avviamento	Totale attività immateriali
Totale al 01.01.2011 restated	21.111	18.470	39.581
Investimenti	202	-	202
Differenza cambi	(410)	(13)	(423)
Variazioni perimetro di consolidamento	84	70	154
Misurazione al <i>fair value</i> per effetto modifica nel controllo	151	-	151
Ammortamenti	(442)	-	(442)
Perdite di valore	(3)	-	(3)
Altri movimenti	23	7	30
Saldo al 30.06.2011	20.716	18.534	39.250

La variazione del periodo delle attività immateriali, a eccezione dell'avviamento, si riferisce sostanzialmente alle variazioni negative di cambio intervenute nel semestre per 410 milioni di euro e agli ammortamenti per 442 milioni di euro; tali effetti sono parzialmente compensati dagli investimenti effettuati nel periodo per 202 milioni di euro. La variazione di perimetro di consolidamento si riferisce al cambio di metodo di consolidamento di Enel Unión Fenosa Renovables (79 milioni di euro) e alle acquisizioni effettuate che hanno consentito il consolidamento integrale di Sociedad Eólica de Andalucía e di TP - Sociedade Térmica Portuguesa (complessivamente 30 milioni di euro); tali

effetti sono parzialmente compensati dall'effetto del cambio del metodo di consolidamento di Hydro Dolomiti Enel (25 milioni di euro).

La misurazione al *fair value* è relativa all'adeguamento al loro valore corrente delle immobilizzazioni immateriali di pertinenza del Gruppo (i) residue dopo la perdita del controllo di Hydro Dolomiti Enel (108 milioni di euro); (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Enel Unión Fenosa Renovables (43 milioni di euro).

Il valore dell'avviamento è qui di seguito dettagliato.

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010 restated	Variazione
Endesa (include Enel Green Power España)	14.501	14.501	-
OGK-5	1.255	1.242	13
Gruppo Enel Green Power	910	866	44
Slovenské elektrárne	697	697	-
Enel Energia	579	579	-
Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Muntenia	505	495	10
RusEnergosbyt	45	44	1
Nuove Energie	26	26	-
Marcinelle Energie	16	20	(4)
Totale	18.534	18.470	64

Con riguardo alla stima del valore recuperabile degli avviamenti già iscritti a titolo definitivo nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2010, in assenza di nuove indicazioni circa

eventuali riduzioni di valore, il Gruppo non ha effettuato alcun *impairment* di valore.

12. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 5.985 milioni ed euro 11.226 milioni

Nel seguito vengono dettagliate le "Attività per imposte anticipate" e le "Passività per imposte differite", determinate sulla base delle aliquote fiscali previste dai

provvedimenti in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensate, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	Variazione
Attività per imposte anticipate	5.985	6.017	(32)
Passività per imposte differite	11.226	11.336	(110)
Attività per imposte anticipate non compensabili	1.117	824	293
Passività per imposte differite non compensabili	4.833	4.975	(142)
Passività per imposte differite nette compensabili	1.525	1.168	357

13. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 1.041 milioni

Nella seguente tabella è esposta la movimentazione delle principali partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Milioni di euro	al 31.12.2010 <i>restated</i>		Impatto a Conto economico	Altri movimenti	al 30.06.2011	
	Quota %	Quota %			Quota %	Quota %
SeverEnergia	300	19,6%	1	(3)	298	19,6%
Enel Rete Gas	149	19,9%	7	(21)	135	19,9%
Elica 2	166	30,0%	15	(10)	171	30,0%
LaGeo	87	36,2%	6	(23)	70	36,2%
Nubia 2000	30	20,0%	-	-	30	20,0%
Tecnatom	22	45,0%	2	-	24	45,0%
CESI	15	25,9%	2	18	35	40,9%
Altre	264		30	(16)	278	
Totale	1.033		63	(55)	1.041	

14. Attività finanziarie non correnti - Euro 4.900 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	Variazione
Partecipazioni in altre imprese	1.209	1.036	173
Titoli diversi a <i>fair value</i> a Conto economico per designazione	85	104	(19)
Contratti derivati	517	821	(304)
Accordi per servizi in concessione	259	195	64
Risconti attivi finanziari non correnti	65	82	(17)
Crediti verso altri:			
- crediti verso fondo statale slovacco per <i>decommissioning</i>	524	507	17
- crediti finanziari diversi	2.241	1.956	285
Totale crediti verso altri	2.765	2.463	302
TOTALE	4.900	4.701	199

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include, tra le altre, la partecipazione in Bayan Resources per 632 milioni di euro (500 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e in Terna per 328 milioni di euro (325 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Nella tabella che segue è riportato il *fair value* dei "Contratti derivati", suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010	Variazione
Derivati di <i>cash flow hedge</i>:			
- tassi di interesse	5	7	(2)
- cambi	405	671	(266)
- <i>commodity</i>	36	46	(10)
Totale	446	724	(278)
Derivati di <i>fair value hedge</i>:			
- tassi di interesse	7	9	(2)
- cambi	6	15	(9)
Totale	13	24	(11)
Derivati di <i>trading</i>:			
- tassi di interesse	6	8	(2)
- cambi	5	5	-
- <i>commodity</i>	47	60	(13)
Totale	58	73	(15)
TOTALE	517	821	(304)

La riduzione di *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* su cambi è determinata principalmente dal generalizzato rafforzamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2011, che ha

determinato la riclassifica tra le passività finanziarie non correnti di una quota parte di operazioni, il cui *fair value* al 31 dicembre 2010 era incluso tra le attività finanziarie non correnti.

Attività correnti

15. Crediti commerciali - Euro 12.481 milioni

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 1.392 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 1.349 milioni di euro. Nella tabella a fianco è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
Totale al 01.01.2011	1.349
Accantonamenti	233
Utilizzi	(102)
Rilasci	(87)
Altri movimenti	(1)
Totale al 30.06.2011	1.392

16. Attività finanziarie correnti - Euro 9.623 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	Variazione
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	6.283	9.290	(3.007)
Crediti per anticipazioni <i>factoring</i>	260	319	(59)
Contratti derivati	1.581	845	736
Altri titoli	38	95	(57)
Crediti finanziari e <i>cash collateral</i>	899	718	181
Altri	562	655	(93)
Totale	9.623	11.922	(2.299)

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" include essenzialmente il credito finanziario relativo al *deficit* del sistema elettrico spagnolo finanziato da Endesa per 6.088 milioni di euro (9.186 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e classificato in tale voce in ragione del piano di rientro stabilito dal Governo spagnolo e

attuabile, oltre che tramite un rimborso diretto, anche tramite la cessione di tale credito a un apposito Fondo di cartolarizzazione.

Nella tabella che segue sono riportati i *fair value* dei "Contratti derivati", suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010	Variazione
Derivati di <i>cash flow hedge</i>:			
- tassi di interesse	-	1	(1)
- cambi	7	33	(26)
- <i>commodity</i>	228	253	(25)
Totale	235	287	(52)
Derivati di <i>trading</i>:			
- cambi	99	50	49
- <i>commodity</i>	1.247	508	739
Totale	1.346	558	788
TOTALE	1.581	845	736

I derivati di *trading* su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity* che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non

soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in *hedge accounting*.

I derivati su *commodity* includono, tra gli altri, contratti

derivati su combustibili (gas e carbone) di *cash flow hedge* che presentano un *fair value* di 198 milioni di euro, contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili classificati di *trading* per un *fair value* di 1.004 milioni di euro, nonché operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 239 milioni di euro.

La voce "Crediti finanziari e *cash collateral*" si riferisce ai contratti di marginalità stipulati con lo scopo di minimizzare il rischio aperto su posizioni in strumenti finanziari derivati. La variazione del periodo risente dell'andamento del *fair value* dei contratti derivati assoggettati a tale metodologia di regolamento.

17. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 3.708 milioni

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli che ne limitino il pieno utilizzo, con l'eccezione di 109 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2010), essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Attività/(Passività) possedute per la vendita

18. Attività/(Passività) possedute per la vendita - Euro 602/(123) milioni

Nella seguente tabella è esposta la composizione delle due voci, rispettivamente al 30 giugno 2011 e al 31 dicembre 2010.

Milioni di euro

	Attività possedute per la vendita			Passività possedute per la vendita		
	al 30.06.2011	al 31.12.2010	Variazione	al 30.06.2011	al 31.12.2010	Variazione
Endesa Ireland	393	521	(128)	72	188	(116)
Deval/Vallenergie	125	-	125	51	-	51
Enel Maritza East 3/Enel Operations Bulgaria	-	655	(655)	-	478	(478)
Enel Unión Fenosa Renovables	-	355	(355)	-	328	(328)
Enel Green Power Bulgaria	-	65	(65)	-	1	(1)
Altre minori	84	22	62	-	3	(3)
Totale	602	1.618	(1.016)	123	998	(875)

Patrimonio netto e passività

Patrimonio netto

19. Patrimonio netto del Gruppo - Euro 38.822 milioni

Capitale sociale - Euro 9.403 milioni

Il capitale sociale al 30 giugno 2011, non essendo state esercitate opzioni nel corso del primo semestre del 2011, è rappresentato da 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (9.403.357.795 al 31 dicembre 2010).

In particolare, si segnala che nel corso del primo semestre 2011 non sono stati assegnati né sono decaduti piani di *stock option*; a seguito delle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione in occasione dell'approvazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 circa il livello

di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008, sono divenute effettivamente esercitabili 9.623.735 opzioni, pari al 120% del quantitativo base assegnato (8.019.779 opzioni).

Sulla base delle risultanze del libro dei soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, non risultano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società, a eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 31,24% del capitale sociale), di Blackrock Inc. (con il 2,74% del capitale sociale, posseduto esclusivamente da

parte di proprie controllate), di Natixis SA (con il 2,07% del capitale sociale) e di BNP Paribas SA (con il 2,69% del capitale sociale, di cui lo 0,88% assistito da diritto di voto e l'1,81% privo del diritto di voto).

L'Assemblea del 29 aprile 2011 ha deliberato un dividendo per l'intero esercizio 2010 pari a 28 centesimi di euro per azione e la distribuzione di 18 centesimi di euro per azione a titolo di saldo, tenuto conto dell'acconto di 10 centesimi di euro per azione già pagato nel mese di novembre 2010. Il saldo del dividendo è stato pagato – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 23 giugno 2011, previo stacco cedola in data 20 giugno.

Riserve diverse - Euro 10.767 milioni

Riserva da sovrapprezzo azioni - Euro 5.292 milioni
La suddetta riserva non ha subito movimentazioni nel primo semestre 2011.

Riserva legale - Euro 1.881 milioni

Altre riserve - Euro 2.262 milioni

Riserva conversione bilanci in valuta estera - Euro 149 milioni

La variazione del periodo è dovuta agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari - Euro 363 milioni

Includono i proventi netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*) e i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - Euro 796 milioni

Tale riserva accoglie la plusvalenza realizzata a seguito dell'offerta pubblica di vendita delle azioni di Enel Green Power, al netto degli oneri connessi a tale cessione (95 milioni di euro) e del relativo effetto fiscale (43 milioni di euro). Si segnala che tale riserva verrà rilasciata a Conto economico solo in caso di perdita del controllo di Enel Green Power.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 24 milioni

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nel periodo		Rilasciati a Conto economico	Imposte	
	al 31.12.2010				al 30.06.2011
Utili/(Perdite) da variazione di <i>fair value</i> della quota efficace dei derivati di CFH su prezzo e cambio <i>commodity</i> energetiche (IAS 39)	660	(279)	(48)	140	473
Utili/(Perdite) da variazione di <i>fair value</i> della quota efficace dei derivati di CFH su tasso e cambio (IAS 39)	(1.317)	2.506	(2.012)	(168)	(991)
Quota OCI di società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	24	-	-	-	24
Riserva da <i>fair value</i> degli investimenti finanziari destinati alla vendita (AFS)	705	131	-	-	836
Differenze di cambio	1.340	(831)	-	-	509
Provento netto da cessione quote azionarie senza perdita di controllo	796	-	-	-	796
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	2.208	1.527	(2.060)	(28)	1.647

Passività non correnti

20. Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 50.716 milioni

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

Milioni di euro	al 30.06.2011			al 31.12.2010	Variazione
	Totale	di cui quota corrente	di cui quota oltre i 12 mesi		
Obbligazioni	35.187	1.823	33.364	36.255	(1.068)
<i>Preference share</i>	179	-	179	1.474	(1.295)
Finanziamenti bancari	14.139	5.936	8.203	16.533	(2.394)
Debiti verso altri finanziatori	1.211	205	1.006	1.177	34
Totale	50.716	7.964	42.752	55.439	(4.723)

Nella tabella che segue vengono esposti la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 30 giugno 2011 di obbligazioni e *preference share* con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	al 30.06.2011		al 31.12.2010		al 30.06.2011	
		Saldo contabile	Fair value	Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2011-2097	20.684	21.914	21.224	23.119	799	19.885
- tasso variabile quotate	2011-2031	6.718	6.885	6.690	6.873	938	5.780
- tasso fisso non quotate	2011-2039	5.950	5.734	6.426	6.172	31	5.919
- tasso variabile non quotate	2011-2032	1.835	1.818	1.915	1.916	55	1.780
Totale		35.187	36.351	36.255	38.080	1.823	33.364
Preference share:							
- tasso variabile	2013 ⁽¹⁾	179	181	1.474	1.500	-	179
Totale		179	181	1.474	1.500	-	179

(1) L'emissione delle *preference share* da parte di Endesa Capital Finance LLC è perpetua, con opzione di rimborso anticipato alla pari a partire dal 2013.

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 477 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo, mentre Enel.Re detiene obbligazioni emesse da Enel SpA per un importo complessivo di 30 milioni di euro.

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

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	al 30.06.2011		al 31.12.2010		al 30.06.2011	
	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore	
Euro	34.433	34.643	38.699	3,32%	3,51%	
Dollaro USA	7.777	7.813	8.444	5,90%	6,27%	
Sterlina inglese	4.148	4.214	4.350	5,83%	5,87%	
Peso colombiano	1.364	1.364	1.156	8,40%	8,40%	
Real brasiliano	968	968	1.073	11,93%	11,96%	
Peso cileno/UF	715	721	765	9,12%	9,77%	
Rublo russo	346	346	220	8,50%	9,88%	
Sol peruviano	324	324	366	6,40%	6,40%	
Yen giapponese	271	271	184	2,43%	2,46%	
Franchi svizzeri	207	207	-	2,40%	2,43%	
Altre valute	163	162	182			
Totale valute non euro	16.283	16.390	16.740			
TOTALE	50.716	51.033	55.439			

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Movimentaz.						al 30.06.2011
	Rimborsi	obbligazioni proprie	Variazione area di consolidam.	Nuove emissioni	Differenze di cambio		
	al 31.12.2010						
Obbligazioni	36.512	(1.087)	(52)	-	929	(866)	35.436
Finanziamenti bancari	16.650	(5.137)	-	221	2.514	(43)	14.205
<i>Preference share</i>	1.500	(1.319)	-	-	-	-	181
Debiti verso altri finanziatori	1.177	(107)	-	22	158	(39)	1.211
Totale	55.839	(7.650)	(52)	243	3.601	(948)	51.033

Rispetto al 31 dicembre 2010 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine registra una diminuzione di 4.806 milioni di euro, quale saldo di 7.650 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 3.601 milioni di euro relativi a nuovi finanziamenti, di 243 milioni di euro correlati alla variazione dell'area di consolidamento, di 52 milioni di euro dovuti alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio e di 948 milioni di euro dovuti a differenze positive di cambio.

I principali rimborsi effettuati nel corso del primo semestre sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 1.087 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 5.137 milioni di euro, *preference share* per un valore nozionale di 1.319 milioni di euro nonché a debiti verso altri finanziatori per 107 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del primo semestre 2011 si segnalano:

- > 750 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA;
- > 195 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario emesso da Slovenské elektrárne.

I principali rimborsi dei finanziamenti bancari effettuati nel periodo sono i seguenti:

- > 3.000 milioni di euro relativi a rimborsi volontari del *Credit Facility* 2007 e 2009, di cui:
 - 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
 - 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
 - 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;
- > 600 milioni di euro relativi al rimborso anticipato delle linee di credito *revolving* di Endesa;
- > 981 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa;

> 556 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari in capo alle società del Gruppo, giunti in scadenza nel corso del primo semestre 2011.

Inoltre, nel primo semestre 2011 è stato effettuato un rimborso volontario anticipato delle *preference share* emesse da Endesa Capital Finance LLC per un valore nozionale pari a 1.319 milioni di euro.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2011 si segnalano le seguenti:

- > nel mese di marzo 2011 Enel Finance International ha effettuato *private placement* per un valore complessivo di 200 milioni di euro;
- > nel mese di giugno 2011 Enel Finance International ha emesso prestiti obbligazionari in franchi svizzeri e yen giapponesi per un controvalore complessivo di 305 milioni di euro;
- > l'emissione di prestiti obbligazionari in pesos colombiani e sol peruviani da parte di Emgesa e Edelnor per un valore complessivo di 295 milioni di euro;
- > il maggiore utilizzo da parte di Enel SpA di linee di credito *revolving committed* per complessivi 1.800 milioni di euro;
- > il maggiore utilizzo da parte di Slovenské elektrárne di linee di credito *revolving committed* per complessivi 360 milioni di euro;
- > la sottoscrizione da parte del gruppo Enel Green Power di *leasing* finanziari per un importo complessivo di 123 milioni di euro.

Infine, si segnalano i principali ulteriori eventi di natura finanziaria, quali i contratti di finanziamento finalizzati nel corso del primo semestre 2011 che non hanno prodotto effetti sulla posizione finanziaria netta del Gruppo, e in particolare:

- > la rinegoziazione da parte di Endesa di linee di credito *revolving* per un valore complessivo di 3.242 milioni di euro;
- > la sottoscrizione di una linea di credito *revolving* di 165 milioni di euro da parte di Slovenské elektrárne.

Al 30 giugno 2011 il 43% (39% al 31 dicembre 2010) dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse di tipo *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 30 giugno 2011 risulta pari al 23% (14% al 31 dicembre 2010). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse

ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'esposizione residua dell'indebitamento finanziario netto al rischio tasso di interesse si attesterebbe al 17% (7% al 31 dicembre 2010).

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*) in capo alle società debentrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo a Enel nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. Non essendo intervenute variazioni nei *covenant* rispetto al 31 dicembre 2010, si rimanda al bilancio consolidato 2010 per un'analisi puntuale degli stessi.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2011 e al 31 dicembre 2010, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto.

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	Variazione
Denaro e valori in cassa	585	6	579
Depositi bancari e postali	3.123	5.158	(2.035)
Titoli	38	95	(57)
Liquidità	3.746	5.259	(1.513)
Crediti finanziari a breve termine	1.387	1.289	98
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	260	319	(59)
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	6.283	9.290	(3.007)
Crediti finanziari correnti	7.930	10.898	(2.968)
Debiti verso banche	(2.565)	(231)	(2.334)
<i>Commercial paper</i>	(7.098)	(7.405)	307
Quota corrente di finanziamenti bancari	(5.936)	(949)	(4.987)
Utilizzi di linee di credito <i>revolving</i>	(42)	(50)	8
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.823)	(1.854)	31
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(205)	(196)	(9)
Altri debiti finanziari correnti	(239)	(523)	284
Totale debiti finanziari correnti	(17.908)	(11.208)	(6.700)
Posizione finanziaria corrente netta	(6.232)	4.949	(11.181)
Debiti verso banche e istituti finanziari	(8.203)	(15.584)	7.381
Obbligazioni	(33.364)	(34.401)	1.037
<i>Preference share</i>	(179)	(1.474)	1.295
Debiti verso altri finanziatori	(1.006)	(981)	(25)
Posizione finanziaria non corrente	(42.752)	(52.440)	9.688
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(48.984)	(47.491)	(1.493)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.849	2.567	282
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(46.135)	(44.924)	(1.211)

21. Fondi rischi e oneri - Euro 8.424 milioni

Milioni di euro	
al 31.12.2010	9.026
Accantonamenti	450
Utilizzi	(567)
Rilasci	(368)
Differenza cambio	(42)
Altri movimenti	(75)
al 30.06.2011	8.424

La voce include al 30 giugno 2011 il fondo per *decommissioning* nucleare relativo agli impianti spagnoli e slovacchi per 3.037 milioni di euro (3.020 milioni di euro al 31 dicembre 2010), il fondo oneri per incentivo all'esodo per 1.890 milioni di euro (2.220 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e il fondo contenzioso legale per 931 milioni di euro (896 milioni al 31 dicembre 2010).

22. Passività finanziarie non correnti - Euro 2.380 milioni

Ammontano al 30 giugno 2011 a 2.380 milioni di euro (2.591 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e sono interamente costituite da contratti derivati.

Nella tabella che segue è riportato il *fair value* di tali contratti.

Milioni di euro	al 30.06.2011	al 31.12.2010	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi di interesse	369	566	(197)
- cambi	1.672	1.557	115
- commodity	21	5	16
Totale	2.062	2.128	(66)
Derivati di fair value hedge:			
- cambi	37	19	18
Totale	37	19	18
Derivati di trading:			
- tassi di interesse	53	157	(104)
- cambi	7	4	3
- commodity	221	283	(62)
Totale	281	444	(163)
TOTALE	2.380	2.591	(211)

Il miglioramento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* sui tassi di interesse è determinato principalmente dall'incremento generalizzato della curva dei tassi di interesse verificatosi nel corso del primo semestre 2011.

Il peggioramento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* su cambi è determinato principalmente dal generalizzato apprezzamento dell'euro nei confronti delle principali divise.

Tali derivati sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura (mediante *cross currency interest rate swap*) delle emissioni obbligazionarie in valuta diversa da quella di conto.

I derivati di *trading* si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati poste in essere con l'intento di copertura per le quali non si ravvisa l'opportunità di designazione quali operazioni di *cash flow hedge/fair value hedge* o per le quali non sono soddisfatti i requisiti formali richiesti dallo IAS 39.

I derivati su *commodity* includono, tra gli altri, derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, la cui porzione non corrente di *fair value* è stata stimata in 196 milioni di euro.

Passività correnti

23. Finanziamenti a breve termine - Euro 9.944 milioni

Al 30 giugno 2011 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 9.944 milioni di euro, registrando un incremento di 1.735 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	al 30.06.2011	al 31.12.2010	Variazione
Debiti verso banche a breve termine	2.607	281	2.326
<i>Commercial paper</i>	7.098	7.405	(307)
<i>Cash collateral</i> e altri debiti su derivati	176	343	(167)
Altri debiti finanziari a breve termine	63	180	(117)
Totale	9.944	8.209	1.735

I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine giugno 2011 nell'ambito del programma di 6.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA e rinnovato nel mese di aprile 2010, nonché al programma di Endesa Latinoamérica per un importo di 3.000 milioni di euro, al programma di *Pagarés* di Endesa Capital per un importo di 2.000 milioni di euro, al programma di *Pagarés* in capo a Sociedade Térmica Portuguesa per un importo di 45 milioni di euro.

Al 30 giugno 2011 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 7.098 milioni di euro, dei quali 5.440 milioni di euro in capo a Enel Finance International, 1.586 milioni di euro in capo a Endesa

Internacional, oggi Endesa Latinoamérica, 27 milioni di euro in capo a Enersis e 45 milioni di euro in capo a Sociedade Térmica Portuguesa.

Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 7.112 milioni di euro, è denominato in euro (per 6.866 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 195 milioni di euro), in yen giapponesi (per un controvalore pari a 20 milioni di euro), in sterline (per un controvalore pari a 14 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore pari a 17 milioni di euro).

Le *commercial paper* emesse in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

24. Passività finanziarie correnti - Euro 2.638 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2011	al 31.12.2010 <i>restated</i>	Variazione
Passività finanziarie differite	644	711	(67)
Contratti derivati	1.766	776	990
Altre partite	228	185	43
Totale	2.638	1.672	966

La variazione sulle altre partite è principalmente relativa all'incremento del debito per interessi su obbligazioni e altri prestiti.

Nella tabella che segue è riportato il *fair value* dei “Contratti derivati”.

Milioni di euro

	al 30.06.2011	al 31.12.2010	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi di interesse	43	3	40
- cambi	104	45	59
- commodity	77	19	58
Totale	224	67	157
Derivati di fair value hedge:			
- cambi	7	2	5
Totale	7	2	5
Derivati di trading:			
- tassi di interesse	75	33	42
- cambi	159	124	35
- commodity	1.301	550	751
Totale	1.535	707	828
TOTALE	1.766	776	990

L'ammontare dei derivati su tasso di cambio classificati come *cash flow hedge* deriva in prevalenza dalla stipula di contratti a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity*. L'incremento del *fair value* negativo dei derivati di *trading* su cambi è principalmente connesso alla normale operatività.

I derivati su *commodity* includono, tra gli altri, contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili (962 milioni di euro), operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* (188 milioni di euro) e derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia (128 milioni di euro).

25. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, il Gruppo Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento della Capogruppo Enel SpA. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, il Gruppo Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore dei Mercati Energetici (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze). I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore dei Mercati Energetici, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano

energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Energetici i “Contratti per differenza” relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. Le società della Divisione Energie Rinnovabili operanti in Italia vendono energia elettrica al Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica. Il Gruppo Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 30 giugno 2011 e intrattenuti nel corso del semestre.

Milioni di euro	Parti correlate							Totale
	Acquirente Unico	GME	Terna	GSE	Eni	Poste Italiane	Altre	
Rapporti patrimoniali:								
Crediti commerciali	67	718	242	20	21	2	6	1.076
Altre attività correnti	-	-	10	1	-	-	-	11
Attività finanziarie correnti								-
Debiti commerciali	889	480	513	537	15	70	129	2.633
Altre passività correnti	-	-	14	-	-	6	2	22
Passività finanziarie correnti	-	-	-	-	7	-	-	7
Rapporti economici:								
Ricavi delle vendite	615	1.980	246	234	56	-	22	3.153
Altri ricavi	1	-	-	-	-	-	1	2
Materie prime e materiali di consumo	2.937	1.276	-	7	98	70	289	4.677
Servizi	-	-	1.013	-	-	-	-	1.013
Proventi finanziari	-	-	13	-	-	-	-	13
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	2	-	2

Si ricorda infine che nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo Enel, sono state previste le condizioni per assicurare che eventuali operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale. Sotto il profilo della correttezza sostanziale, al fine di garantire l'equità delle condizioni pattuite in occasione di operazioni con parti correlate e qualora ciò sia richiesto dalla natura, dal valore o da altre caratteristiche della singola operazione, si prevede che il Consiglio di Amministrazione si avvalga dell'assistenza di esperti indipendenti per la valutazione dei beni oggetto della singola operazione stessa e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

Società collegate

SeverEnergia	Enel Rete Gas	Elica 2	CESI	Società minori	Totale	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	23	-	-	31	54	1.130	12.481	9,1%
1	-	-	-	5	6	17	2.605	0,7%
78	-	3	-	-	81	81	9.623	0,8%
-	40	-	11	1	52	2.685	11.308	23,7%
-	-	-	-	9	9	31	8.359	0,4%
-	-	-	-	-	-	7	2.638	0,3%
-	10	-	-	12	22	3.175	37.223	8,5%
-	26	-	-	1	27	29	1.168	2,5%
-	-	-	9	-	9	4.686	19.795	23,7%
-	165	-	-	-	165	1.178	7.005	16,8%
-	-	-	-	-	-	13	1.765	0,7%
1	-	-	-	-	1	3	3.175	0,1%

26. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro	
al 30.06.2011	
Garanzie prestate:	
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	3.914
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	59.508
- acquisti di combustibili	63.649
- forniture varie	4.025
- appalti	1.527
- altre tipologie	2.316
Totale	131.025
TOTALE	134.939

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2011 a 59.508 milioni di euro, di cui 21.688 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2011-2015, 11.446 milioni di euro relativi al periodo 2016-2020, 9.151 milioni di euro al periodo 2021-2025 e i rimanenti 17.223 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 30 giugno 2011 a 63.649 milioni di euro, di cui 33.607 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2011-2015, 22.091 milioni di euro relativi al periodo 2016-2020, 5.866 milioni di euro al periodo 2021-2025 e i rimanenti 2.085 milioni di euro con scadenza successiva.

27. Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010, cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Evoluzione del procedimento penale dinanzi al Tribunale di Milano e delle pronunce della Corte dei Conti su ex dirigenti

In data 25 maggio 2011 è stato sottoscritto con l'ex Amministratore di Enel Produzione un accordo transattivo in virtù del quale Enel ha ottenuto a titolo di risarcimento danni, anche nell'interesse delle società del Gruppo coinvolte, la complessiva somma di 2 milioni di euro e la rinuncia da parte dell'ex Amministratore alla pretesa di ottenere il pagamento del controvalore delle *stock option* per cui pendeva giudizio dinanzi al Giudice del Lavoro, per un importo di oltre 4 milioni di euro. Le società del Gruppo Enel per effetto dell'accordo hanno revocato, nei soli confronti dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione, la costituzione di parte civile nel procedimento penale menzionato precedentemente e rinunceranno alle azioni revocatorie ed esecutive avviate nei suoi confronti.

Contenzioso BEG

Per quanto riguarda il procedimento in Albania, con sentenza del 7 marzo 2011 pronunciata in Camera di Consiglio, la Corte di Cassazione albanese ha rigettato l'impugnativa proposta da Enelpower ed Enel SpA avverso la sentenza della Corte d'Appello albanese che, in data 28 aprile 2010 (confermando la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana), aveva attribuito ad Albania BEG Ambient un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e un risarcimento, sempre per asserita responsabilità extracontrattuale, per gli anni successivi non quantificato. Albania BEG Ambient, con lettera del 26 aprile 2011, richiamando le sentenze albanesi di cui sopra, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro. A tale richiesta Enelpower ed Enel SpA hanno replicato, rispettivamente in data 28 e 29 aprile 2011, contestando radicalmente la legittimità della pretesa sia nell'*an* sia nel *quantum* e hanno promosso, avanti la Corte di Cassazione albanese, istanza di revocazione avverso la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, per con-

trasto di giudicato con la sentenza della Corte di Cassazione italiana. In sede di revocazione la Corte di Cassazione albanese, con sentenza del 17 giugno 2011, comunicata il 7 luglio, ha confermato la pronuncia di primo grado. Enel ed Enelpower, confidando nella fondatezza delle proprie ragioni, stanno valutando le eventuali ulteriori iniziative. Inoltre, in Italia prosegue il giudizio intrapreso da Enelpower ed Enel SpA nei confronti di BEG SpA dinanzi al Tribunale di Roma, teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower il 6 dicembre 2002, facendo agire la controllata Albam in Albania contro Enelpower ed Enel. Con tale azione Enelpower ed Enel chiedono la condanna di BEG a risarcire il danno arrecato a Enelpower (a titolo contrattuale ed extracontrattuale) e a Enel (a titolo extracontrattuale) in misura pari alla somma che l'una e/o l'altra potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione delle sentenze rese dalla giurisdizione albanese. La prossima udienza è fissata al 25 ottobre 2011.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

A giugno 2011 i giudizi pendenti risultano ridotti a poco più di 50.000 per effetto delle pronunce giudiziali passate in giudicato nonché delle rinunce alle azioni da parte degli attori e/o riunioni di procedimenti, mentre il flusso di nuove azioni si è sostanzialmente ridimensionato visti gli orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di Appello sia della Cassazione.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

In data 24 febbraio 2011 il Consiglio di Stato ha rigettato il ricorso presentato da Enel Distribuzione per ottenere la revocazione della sentenza n. 2507/2010, con la quale si accoglieva l'appello dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) avverso la sentenza del TAR Lombardia n. 321/08 che aveva annullato la delibera n. 66/07 con la

quale l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel - Risarcimento del danno ambientale

Con sentenza dell'11 gennaio 2011 la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia, e ha rinviato alla Corte d'Appello di Venezia in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che con riferimento alle somme liquidate a favore di alcuni enti pubblici, il Gruppo ha già provveduto alla liquidazione delle medesime in forza di atto transattivo intervenuto nel corso del 2008.

Passività potenziali di Endesa

Per quanto riguarda il contenzioso di Endesa Distribución Eléctrica con Josel SL, relativo alla risoluzione del contratto di vendita di determinati immobili a causa della modificazione di qualificazione urbanistica degli stessi, in data 9 maggio 2011 è stata emessa sentenza di accoglimento della domanda in cui si stabilisce la risoluzione del contratto e l'obbligo di Endesa di restituire il prezzo di vendita oltre a interessi e spese. Endesa ha proposto appello avverso tale provvedimento.

28. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Caso LaGeo: emissione lodo da parte del Tribunale Arbitrale Internazionale

Il 5 luglio 2011 la Camera di Commercio Internazionale ha notificato alle parti il lodo emesso dal Tribunale Arbitrale lo scorso 30 maggio a Parigi, relativo al procedimento arbitrale internazionale instaurato da Enel Green Power nei confronti di Inversiones Energéticas (INE) – suo *partner* nella società LaGeo – al fine di veder riconosciuto il proprio diritto a finanziare gli investimenti di LaGeo imputandoli a capitale, divenendo in tal modo socio di maggioranza della società salvadoregna. Il Tribunale Arbitrale ha riconosciuto la fondatezza del diritto di Enel Green Power a realizzare maggiori investimenti, attraverso LaGeo, nel settore geotermico in El Salvador e a imputarli a capitale mediante la sottoscrizione di azioni di nuova emissione della stessa LaGeo.

L'esercizio di tale diritto, previsto dall'Accordo sottoscritto tra gli azionisti di LaGeo il 4 giugno 2002, consentirà a Enel Green Power di acquisire la maggioranza del capitale sociale della società salvadoregna. Il Tribunale Arbitrale ha, inoltre, rigettato integralmente le richieste di risarcimento per presunti danni avanzate da INE nei confronti di Enel Green Power, in quanto ritenute infondate.

Emissione obbligazionaria sul mercato europeo

Il 12 luglio 2011 Enel SpA, attraverso la sua controllata Enel Finance International, ha emesso sul mercato europeo – in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel SpA in data 16 giugno 2011 – un prestito obbligazionario *multi-tranche* destinato a investitori istituzionali per un totale di 1.750 milioni di euro, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*.

L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Banca IMI, BNP Paribas, Deutsche Bank, Société Générale e Unicredit nella qualità di *joint-bookrunner*, ha raccolto adesioni pari a circa 7.500 milioni di euro ed è strutturata nelle seguenti *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):

- > 1.000 milioni di euro a tasso fisso 4,125% con scadenza 12 luglio 2017;
- > 750 milioni di euro a tasso fisso 5% con scadenza 12 luglio 2021.

Accordo per lo sviluppo del settore idroelettrico nella provincia di Belluno

In data 15 luglio 2011 Enel Produzione ed En&En SpA (En&En), società che sviluppa progetti in campo energetico, hanno firmato un accordo per realizzare nuovi progetti idroelettrici nella provincia di Belluno. L'accordo prevede la costituzione di una New-Co (denominata ENergy Hydro Piave) detenuta al 51% da Enel Produzione e al 49% da En&En – o società da questa direttamente controllata – con l'obiettivo di costruire e gestire nuovi impianti idroelettrici nella provincia di Belluno, in sinergia con gli impianti di Enel Produzione già in esercizio e valorizzando il contributo dell'imprenditoria locale. Enel Produzione ed En&En hanno in corso l'*iter* autorizzativo di due progetti, per una potenza complessiva di circa 60 MW, con l'obiettivo di ottenere, attraverso ENergy Hydro Piave, il rilascio della prima concessione trentennale di derivazione da parte della Regione Veneto entro la fine del 2011.

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari



Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2011, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Fulvio Conti e Luigi Ferraris, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 *bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
 - b. l'effettiva applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2011 e il 30 giugno 2011.

2. Al riguardo si segnala che:
 - a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)*;
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che:
 - 3.1 il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2011:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
 - 3.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 3 agosto 2011

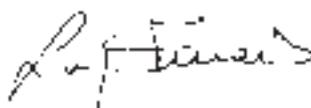
Fulvio Conti

Amministratore Delegato di Enel SpA



Luigi Ferraris

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA



Allegati



Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2011

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 30 giugno 2011, a norma dell'art. 2359 del codice civile, 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.

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	Italia	9.403.357.795,00	EUR	Holding industriale				
Controllate									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Black River Inc. Hydro Development Group Inc.	50,00%	69,18%
3Sun Srl	Catania	Italia	180.030.000	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione, gestione di impianti di fabbricazione di pannelli solari	Proporzionale	Enel Green Power SpA	33,30%	23,05%
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	325.000	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Proporzionale	Enel Produzione SpA	33,30%	33,33%
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de Cv	San Salvador	El Salvador	200.000	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,83%
Aes Distribuidores Salvadoreños y Compañía S En C de Cv	San Salvador	El Salvador	200.000	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,83%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Agatos Green Power San Gillio Srl	Milano	Italia	10.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	80,00%	55,34%
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	793.340	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,70%	15,35%
Aguas Santiago Poniente SA	Santiago	Cile	6.601.120.747	CLP	Servizi idrici	Integrale	Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	53,10%	30,70%
Aguilon 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Aioliki Martinou SA	Maroussi	Grecia	3.950.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Aioliko Voskero SA	Heraklion (Creta)	Grecia	955.600	EUR	Costruzione e utilizzo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	3.010	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	450.000	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
Altomonte Fv Srl	Cosenza	Italia	10.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,59%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.415,92	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	998.230.000	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	13,70%	50,76%
							Endesa Brasil SA	46,90%	
							Chilectra SA	10,30%	
							Chilectra Inversud SA	21,00%	
Ampla Investimentos e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	13,70%	50,76%
							Endesa Brasil SA	46,90%	
							Chilectra SA	10,30%	
							Chilectra Inversud SA	21,00%	
Andaluza de Energía Solar Primera SL	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energías Especiales de Andalucía SL	76,00%	50,60%
Andaluza de Energía Solar Quinta SL	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	49,94%
Andaluza de Energía Solar Tercera SL	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	49,94%
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	901.520	EUR	Sviluppo regionale	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Apamea 2000 SL	Madrid	Spagna	3.000	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Aplicações Hidroelectricas da Beira Alta Ltda	Lisbona	Portogallo	399.000	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,70%	27,97%
Aprovechamientos Eléctricos SA	Madrid	Spagna	420.700	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	10.500	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	69,17%
Aquillae Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Argyri Energiaki SA	Atene	Grecia	3.200.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Aridos Energías Especiales SL	Villalbilla	Spagna	600.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	41,00%	32,16%
Artic Russia BV (già Eni Russia Bv)	Amsterdam	Olanda	100.000	EUR	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Enel Investment Holding BV	40,00%	40,00%
Asin Carbono Usa Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Carbono Usa LLC	100,00%	75,95%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	19.232.400	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	85,40%	78,63%
Asoleo SL	Madrid	Spagna	320.000	EUR	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,18%
Atacama Finance Co	Isole Cayman	Isole Cayman	6.300.000	USD	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Inversiones Gasatacama Holding Ltda Gas Atacama SA	99,90% 0,10%	16,74%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Atelgen - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo		- EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,95%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	22.368.000	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Empresa Nacional de Electricidad SA Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	0,50% 99,00%	17,07%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100	CLP	Attività elettrica	Proporzionale	Empresa Nacional de Electricidad SA Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	0,50% 99,00%	17,07%
Azucarera Energías SA	Madrid	Spagna	570.600	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	31,33%
Barbao SA	Madrid	Spagna	284.878,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	69,17%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	46,69%
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	USA		2 USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA		30 USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Black River Hydro Associates	New York (New York)	USA		0 USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	51,88%
Blue Energy Srl	Tulcea	Romania	1.000	RON	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl) Enel Green Power International BV	99,00% 1,00%	69,17%
Blue Line Valea Nucariilor SRL	Sat Rusu de Sus	Romania	600	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	100,00%	69,17%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	31,33%
Bolonia Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.008	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Boott Hydropower Inc.	100,00%	69,17%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	69,17%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	69,17%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Idaho Inc. Chi Magic Valley Inc.	68,00% 32,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Bp Hydro Associates	75,90%	69,17%
							Fulcrum Inc.	24,10%	
Bypass Limited	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	El Dorado Hydro	100,00%	69,17%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	8.550.000	EUR	Ricerche, servizi di prova e collaudo	Equity	Enel SpA	40,94%	40,94%
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	1.803.000	EUR	Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,59%
Campos - Recursos Energéticos ACE	Barroelas	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company	100,00%	69,17%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	69,17%
Carboex SA	Madrid	Spagna	24.040.480	EUR	Fornitura di combustibili	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Carbones de Berga SA	Barcellona	Spagna	649.080	EUR	Attività mineraria	Integrale	Minas y Ferrocarril de Utrillas SA	100,00%	92,06%
Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000	EUR	Fornitura di combustibili	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA	0,01%	46,03%
							Endesa Generación SA	50,00%	
Carvemagere - Manutenção e Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	84.700	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	65,00%	50,92%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Wilmington (Delaware)	USA	1.000	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	69,17%
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Puerto del Rosario	Spagna	3.008	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	289.060.000	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	99,60%	54,79%
Central Dock Sud SA	Capital Federal	Argentina	355.950.000	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Sociedad Inversora Dock Sud SA	70,00%	36,82%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Eco SA	75,00%	25,10%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	54,99%
Central Hidráulica Gúejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210	EUR	Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,30%	26,08%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,30%	30,68%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000	ARS	Costruzione di impianti di generazione	Proporzionale	Hidroeléctrica El Chocón SA Central Dock Sud SA Endesa Costanera SA	33,20% 6,40% 1,30%	9,93%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	72.916.665.182	CLP	Progettazione	Proporzionale	Empresa Nacional de Electricidad SA	51,00%	17,07%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Nuclenor SA Endesa Generación SA	0,70% 23,60%	22,02%
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Mochovce	Slovacchia	6.639	EUR	Ricerca e sviluppo	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Chepei Desarrollo Solar L	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Chi Acquisitions II Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Dexter Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	6.834.448	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chi Magic Valley Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Mountain States Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi S F LP	Montreal (Quebec)	Canada	0	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	69,17%
Chi Universal Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chi Western Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	569.020.000	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Chilectra SA	Santiago	Cile	367.928.682.000	CLP	Holding di partecipazioni. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	99,10%	55,30%
							Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	0,00%	
Chinango SAC	Lima	Perù	294.249.298	PEN	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Edegel SA	80,00%	16,72%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598	EUR	Ingegneria e costruzioni	Equity	Slovenské elektrárne AS	35,00%	23,10%
Codensa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	13.209.330.000	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	12,50%	36,67%
							Chilectra SA	9,40%	
							Endesa Latinoamérica SA	26,70%	
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	36.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	15,66%
Cogeneración Hostalrich AIE	Girona	Spagna	781.300	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	25,85%
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	720.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	15,66%
Colina - Produção de Energia Eléctrica Lda	Lisbona	Portogallo	5.486,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Pp - Co-Geração SA	10,00%	78,32%
							Parque Eólico do Moinho do Céu SA	90,00%	
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	600.000	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	100,00%	30,84%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	20.516.000	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	442.950.000	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	2,30%	31,50%
							Investluz SA	56,60%	
Companhia Térmica do Beato ACE	Lisbona	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	65,00%	50,92%
Companhia Térmica do Serrado ACE	Paços de Brandão	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,95%
Companhia Térmica Hectare ACE	Alcochete	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	46,99%
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%
Companhia Térmica Mundo Têxtil ACE	Caldas de Vizela	Portogallo	1.003.476	EUR	Produzione di energia elettrica	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	10,00%	7,83%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE	Riba de Ave	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Companhia Térmica Ponte da Pedra ACE	Maia	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	S. Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	49,00% 51,00%	78,33%
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	5.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	74,41%
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	54,99%
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Capital Federal	Argentina	14.175.999	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	54,99%
Compañía Eléctrica San Isidro SA	Santiago	Cile	39.005.900.000	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	103.099.640.000	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA Empresa Nacional de Electricidad SA	0,10% 99,90%	33,47%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,60%	27,91%
Compañía Transportista de Gas de Canarias SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.907.000	EUR	Trasporto di gas naturale	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	47,20%	43,43%
Compostilla Re SA	Lussemburgo	Lussemburgo	12.000.000	EUR	Riassicurazione	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Concentrasolar SL	Siviglia	Spagna	10.000	EUR	Impianti fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	Integrale	Enel Produzione SpA Enel Ingegneria e Innovazione SpA	51,00% 49,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	110.000	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	69,17%
Conexion Energetica Centroamericana El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	7.950.600	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Grupo Egi SA de Cv Enel Green Power Latin America BV	40,90% 59,10%	69,17%
Confirel AIE	Girona	Spagna	30.050	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Consolidated Hydro Mountain States Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	130	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Universal Inc.	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Gauley River Power Partners LP Chi Acquisitions II Inc.	5,00% 95,00%	69,17%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	80,00%	55,34%
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Progettazione e servizi di consulenza	Proporzionale	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Consorcio Ara-Ingendesa Sener Ltda	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Progettazione e servizi di consulenza	Equity	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	33,30%	11,16%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000	EUR	Impianti eolici	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Consorcio Ingendesa-Minmetal Ltda	Santiago	Cile	2.000.000	CLP	Servizi di ingegneria	Proporzionale	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Consorzio Sviluppo Solare (in liquidazione)	Roma	Italia	100.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	Enel Produzione SpA Enel.si - Servizi Integrati Srl	30,00% 70,00%	78,42%
Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA	Santiago	Cile	4.712.875.471	CLP	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Construcciones, Rehabilitaciones y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU 2 UTE	Santander (Cantabria)	Spagna	100.000	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Construcciones, Rehabilitaciones y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU 3 UTE	Santander (Cantabria)	Spagna	100.000	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Construcciones, Rehabilitaciones y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Santander (Cantabria)	Spagna	100.000	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Copenhagen Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Dexter Inc. Hydro Development Group Inc.	49,00% 50,00%	68,48%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	2.524.200	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,59%
Cozmircom Blue SA	Baia Sprie	Romania	204.000	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl) Enel Green Power International BV	99,00% 1,00%	69,17%
Cte - Central Termica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	563.910	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	31,33%
Desaladora de Carboneras UTE	Carboneras (Almeria)	Spagna	6.010	EUR	Costruzione e gestione di un impianto di desalinizzazione	Integrale	Endesa Generación SA	75,00%	69,05%
Desarollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Detelca UTE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	6.000	EUR	Ingegneria e costruzioni	Equity	Endesa SA	24,90%	22,92%
Deval SpA	Aosta	Italia	37.500.000	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
Diseño de Sistemas en silicio SA	Valencia	Spagna	578.000	EUR	Sistemi fotovoltaici	-	Endesa Servicios SL	14,40%	13,25%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura Dicogexsa SA	Badajoz	Spagna	21.632.400	EUR	Distribuzione di gas	Proporzionale	Endesa Gas SAU	47,00%	43,27%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	92,06%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	1.000.000	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Red SA	55,00%	
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Tenerife	Spagna	12.621.210	EUR	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	49,00%	17,97%
Distrilec Inversora SA	Capital Federal	Argentina	497.610.000	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enersis SA	27,20%	28,42%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Chilectra SA	0,90%	23,40%
Edegel SA	Lima	Perù	2.064.301.735	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Egp Padoma Holding Company Inc.	100,00%	69,17%
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Egp Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Egp Padoma Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Egp Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	20.242.260	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Motherlode Hydro Inc.	17,50%	69,17%
							Olympe Inc.	82,50%	
							Enel SpA	4,30%	42,05%
							Endesa Generación SA	41,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Proporzionale	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	45,99%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.110	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Distribución Eléctrica SL	50,00%	46,03%
Electrogas SA	Santiago	Cile	21.266.155	USD	Holding di partecipazioni	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA Inversiones Electrogas SA	0,02% 99,95%	14,23%
Eléctrica de Jafré SA	Girona	Spagna	165.880	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,50%	43,69%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.820	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Red SA	50,00%	46,03%
Emgesa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	655.222.310.000	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Latinoamérica SA	26,90% 21,60%	28,88%
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,40%	41,03%
Empreendimentos Eólicos de Alvadia Lda	Porto	Portogallo	1.150.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	48,00%	37,60%
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	80,00%	62,66%
Empreendimentos Eólicos Cerveirenses SA	Vila Nova de Cerveira	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	85,00%	24,97%
Empreendimentos Eólicos da Espiga SA	Caminha	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	100,00%	29,37%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perù	638.560.000	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Inversiones Distrilima SA	24,00% 51,70%	48,68%
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	39.699.630.000	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	82,30%	14,80%
Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	Santiago	Cile	2.600.176.000	CLP	Servizi di ingegneria	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA Empresa Nacional de Electricidad SA	1,20% 98,80%	33,47%
Empresa Distribuidora Sur SA	Capital Federal	Argentina	898.590.000	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Chilectra SA Distrilec Inversora SA Endesa Latinoamérica SA	16,00% 20,80% 56,40% 6,20%	42,22%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	14.053.147	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energia Alerce Ltda Enel Latin America (Chile) Ltda	0,01% 99,99%	69,18%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	11.169.752.000	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energia Alerce Ltda Enel Latin America (Chile) Ltda	0,10% 99,90%	69,17%
Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Generalima SA Endesa Latinoamérica SA	20,00% 80,00%	92,06%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	73.982.594	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Generalima SA Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	36,50% 60,00%	88,84%
Empresa Eléctrica Pangue SA	Santiago	Cile	91.041.497.037	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Latinoamérica SA	0,01% 94,98% 5,01%	36,40%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	200.319.020.730	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	92,60%	31,01%
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	1.331.714.090.000	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	60,00%	33,47%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	54.430.867	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America (Chile) Ltda	51,00%	35,28%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Endesa Latinoamérica SA	11,10%	10,23%
En-Brasil Comercio e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	10.000	BRL	Attività elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	54,98%
Endesa Argentina SA	Capital Federal	Argentina	514.530.000	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA Empresa Nacional de Electricidad SA	0,30% 99,70%	33,47%
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	916.880.000	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Edegel SA Empresa Nacional de Electricidad SA Chilectra SA Chilectra Inversud SA Endesa Latinoamérica SA	21,50% 4,10% 35,30% 4,50% 4,20% 27,70%	54,99%
Endesa Capital Finance LLC	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Finanziaria	Integrale	International Endesa BV	100,00%	92,06%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Carbono SL	Madrid	Spagna	17.200	EUR	Commercializzazione dei diritti di emissione	Integrale	Endesa SA	82,50%	75,95%
Endesa Carbono Usa LLC	Virginia	USA	20.000	USD	Commercio di energia elettrica	Integrale	Endesa Carbono SL	100,00%	75,95%
Endesa Cems SA	Capital Federal	Argentina	14.010.014	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA Endesa Latinoamérica SA	45,00% 55,00%	65,69%
Endesa Comercialização de Energia SA	Oporto	Portogallo	250.000	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energia SA	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Endesa Costanera SA	Capital Federal	Argentina	146.990.000	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA Southern Cone Power Argentina SA	12,30% 51,90% 5,50%	23,35%
Endesa Desarrollo SL	Madrid	Spagna	3.010	EUR	Holder di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	1.204.540.060	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Eco SA	Santiago	Cile	681.850.000	CLP	Studi e progetti nel campo delle fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA Empresa Nacional de Electricidad SA	0,00% 100,00%	33,47%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	12.981.860	EUR	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	2.000.000	EUR	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	4.621.003.000	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Gas SAU	Saragozza	Spagna	45.261.350	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di gas	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA Endesa Generación SA Energías de Aragón II SL Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	0,20% 0,20% 99,20% 0,20% 0,20%	91,95%
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.945.329.830	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Ingeniería SL - Enel Sole Srl UTE III	Siviglia	Spagna	-	EUR	Costruzione di impianti di generazione	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE IV	Siviglia	Spagna	-	EUR	Costruzione di impianti di generazione	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE V	Siviglia	Spagna	-	EUR	Costruzione di impianti di generazione	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE I	Siviglia	Spagna	-	EUR	Produzione di energia	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	38,00%	34,98%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE II	Siviglia	Spagna	-	EUR	Produzione di energia	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Endesa Ingeniería SLU - Etime Seguridad SA UTE	Madrid	Spagna	10.000	EUR	Sistemi di sicurezza	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Endesa Ingeniería SLU - Indra Sistemas SA UTE	Siviglia	Spagna	1.000	EUR	Servizi informatici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	51,00%	46,95%
Endesa Ingeniería SLU - Laxtron Energías Renovables SL UTE	Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.100	EUR	Consulenza ingegneria civile	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Endesa Ingeniería SLU - Vestas Eólica SA UTE	Barcelona	Spagna	3.000	EUR	Consulenza ingegneria civile	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	19,30%	17,74%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Inversiones Generales SA	Santiago	Cile	3.055.837.927	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Eléctrica Pehuenche SA Empresa Nacional de Electricidad SA	0,50% 99,50%	33,46%
Endesa Ireland LTD	Dublino	Irlanda	439.733.778	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Endesa Latinoamérica SA	Madrid	Spagna	1.500.000.000	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Marketplace SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	6.743.800	EUR	Servizi	-	Enersis SA Endesa SA	15,00% 63,00%	66,37%
Endesa North América Inc.	New York (New York)	USA	1	USD	Ufficio di rappresentanza	Integrale	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcelona	Spagna	10.138.580	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	1.000	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcelona	Spagna	729.555.911,85	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Energy Europe SL	92,10%	92,06%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Trading SA	Madrid	Spagna	800.000	EUR	Operazioni di trading	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Enel Albania Shpk	Tirana	Albania	73.230.000	ALL	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti. Produzione e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	16.251.021	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Enel Atlantic Canada LP	St-John (Newfoundland)	Canada	-	CAD	Eolico	Integrale	Chi Hydroelectric Company Inc. Enel Green Power Canada Inc. Newind Group Inc. Hydrodev Inc.	13,10% 82,00% 1,00% 3,90%	69,17%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	419.400.000	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power Latin America BV Enel Green Power International BV	99,99% 0,01%	69,17%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel de Costa Rica SA	San José	Costa Rica	27.500.000	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV	100,00%	69,17%
Enel Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Enel Distributie Muntenia SA (già Electrica Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	271.635.250	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,40%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA (già Electrica Furnizare Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	37.004.350	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,40%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	140.000.000	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe SL	Madrid	Spagna	500.000.000	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Esn Energo LLC	San Pietroburgo	Federazione Russa	2.700.000	RUB	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Esn Management BV	100,00%	75,00%
Enel Esn Management BV	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.370	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Panama SA	50,10%	34,63%
Enel France Sas	Parigi	Francia	34.937.000	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company	100,00%	69,17%
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti fotovoltaici	Proporzionale	Enel Green Power SpA	50,00%	34,59%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	35,28%
Enel Green Power Calabria Srl	Cosenza	Italia	10.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	1.757.364	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Enel Green Power Cristal Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
							Parque Eolico Cristal Ltda	1,00%	
Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	60,00%	78,32%
							Endesa Generación SA	40,00%	
Enel Green Power Extremadura	Merida (Badajoz)	Spagna	3.012	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	Lione	Francia	80.200.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	2.060.000	EUR	Holding di partecipazioni, servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Latin America BV	Amsterdam	Olanda	244.450.298	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power Portoscuso Srl (già Portoscuso Energia Srl)	Roma	Roma	10.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Primavera SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.506.000	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eolico Cristal Ltda	99,00% 1,00%	69,17%
Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)	Melissano	Italia	1.000.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	Sat Rusu de Sus Nusenii	Romania	128.000.000	RON	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power SAO Judas Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.256.000	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eolico Cristal Ltda	99,00% 1,00%	69,17%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel SpA	69,20%	69,17%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	41,50%
Enel Green Power TSS Srl (già Anemos 1 Srl)	Melissano	Italia	1.000.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)	100,00%	69,17%
Enel Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV Enel Green Power International BV	98,00% 2,00%	69,17%
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	Roma	Italia	30.000.000	EUR	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Enel Latin America (Chile) Ltda	Santiago	Cile	20.455.970.775	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Energia Alerce Ltda Hydromac Energy BV	99,99% 0,01%	69,17%
Enel Lease Eurl (già Société du Parc Eolien Grandes Terres Est Eurl)	Lione	Francia	500.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel France Sas	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Enel Longanesi Developments Srl	Roma	Italia	10.000.000	EUR	Ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel M@P Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	Integrale	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Enel OJK-5 OJSC (già OJK-5 OJSC)	Ekaterinburg	Federazione Russa	35.371.898.370	RUB	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	56,40%	56,43%
Enel Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power Latin America BV	100,00%	69,17%
Enel Productie Srl (già Global Power Investment Srl)	Bucarest	Romania	19.910.200	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	1.800.000.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rete Gas SpA	Milano	Italia	54.139.160	EUR	Distribuzione di gas	Equity	Enel Distribuzione SpA	19,90%	19,88%
Enel Romania Srl (già Enel Servicii Srl)	Judetul Ilfov	Romania	200.000	RON	Prestazioni di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Banat SA Enel Distributie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Servizi Srl	Roma	Italia	50.000.000	EUR	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	10.000.000	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Stocaggi Srl	Roma	Italia	3.030.000	EUR	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio, stoccaggio di gas naturale	Proporzionale	Enel Trade SpA	51,00%	51,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	69,17%
Enel Trade Hungary Kft	Budapest	Ungheria	184.690	EUR	Sourcing e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	74.250.200	RON	Sourcing e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade SpA	Roma	Italia	90.885.000	EUR	Trading e logistica dei combustibili. Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Unión Fenosa Renovables SA	Madrid	Spagna	32.505.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Enel Washington DC LLD	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	12.500.000	EUR	Factoring	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Newhydro Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Re Ltd	Dublino	Irlanda	3.000.000	EUR	Riassicurazione	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel.si - Servizi Integrati Srl	Roma	Italia	5.000.000	EUR	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enelco SA	Atene	Grecia	36.961.629	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	5.000.000	SAR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enelpower Spa	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000	BRL	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Latin America BV	100,00% 0,00%	69,18%
Enelpower SpA	Milano	Italia	2.000.000	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enelpower Uk Ltd	Londra	Regno Unito	1.000	GBP	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enelpower SpA	100,00%	100,00%
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	5.000.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	9,80% 9,80%	15,36%
Enercampo - Produção de Energia Lda	Porto	Portogallo	249.400	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	54,83%
Energex Co	Isole Cayman	Isole Cayman	10.000	USD	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Gas Atacama Chile SA	100,00%	16,74%
Energía Alerce Ltda	Santiago	Cile	1.360.670	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Hydromac Energy BV Enel Green Power International BV	99,90% 0,10%	69,17%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	35,28%
Energía Global de Mexico (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV	99,00%	68,48%
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	100,00%	69,17%
Energía Nueva Energía Limpia Mexico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV Enel Guatemala SA	99,99% 0,01%	69,17%
Energía Nueva de Iggú Srl de CV	Città del Messico	Messico	3.000	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv Energía Nueva Energía Limpia Mexico Srl de Cv	99,90% 0,10%	69,17%
Energías de Villarrubia SL	Barcellona	Spagna	3.010	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	15,66%
Energías Especiales de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	800.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	85,00%	66,58%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	270.450	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	77,00%	60,31%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	963.300	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	62,66%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	39,16%
Energías Especiales del Noroeste SA	Madrid	Spagna	6.812.040	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Energías Especiales Montes Castellanos SL	Madrid	Spagna	6.741.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Energías Especiales Valencianas SL	Valencia	Spagna	60.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Energías Renovables Montes de San Sebastián SL	Madrid	Spagna	2.505.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Energie Electricque de Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	750.400.000	MAD	Impianti di produzione a ciclo combinato	Proporzionale	Endesa Generación SA	32,00%	29,46%
Energosluzby AS (in liquidazione)	Trnava	Slovacchia	33.194	EUR	Prestazione di servizi alle imprese	-	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	2.191.200	EUR	Gestione della rete in fibra ottica	-	Slovenské elektrárne AS	16,70%	11,00%
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	3.606.060	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Energética Mataró SA	Barcellona	Spagna	484.150	EUR	Costruzione e gestione di un impianto per lo smaltimento di scorie industriali	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	85,00%	66,58%
Energía de La Loma SA	Jean	Spagna	4.450.000	EUR	Biomasse	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Energía Solar Onda UTE	Castellón	Spagna	1.000	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Endesa Energía SA	25,00%	23,02%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	601.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	66,70%	52,22%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500	EUR	Biomasse	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	68,40%	53,59%
Energías Especiales de Gata SL	Badajoz	Spagna	3.100	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Energías Especiales de Padul SL	Madrid	Spagna	3.100	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Energías Especiales Montes de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	3.100	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Energías Especiales Santa Barbara SL	Badajoz	Spagna	3.100	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Enerlasa SA	Madrid	Spagna	1.021.700	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Unión Fenosa Renovables SA	45,00%	35,25%
Enerlive Srl	Cosenza	Italia	6.520.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	41,50%
Enerlousado Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Impianti di produzione a ciclo combinato	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00% 50,00%	78,32%
Enerzis SA	Santiago	Cile	2.824.882.830.000	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Latinoamérica SA	60,60%	55,81%
Energiz - Produção de Energia de Vizela Lda	Porto	Portogallo	673.380	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Ensafeca Holding Empresarial SL	Barcellona	Spagna	7.721.330.000	EUR	Servizi informatici	Equity	Endesa SA	32,40%	29,86%
Eol Verde Energia Eólica SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Trattamento e distribuzione delle acque	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	75,00%	58,75%
Eolcinf - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Eolfior - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Epresa Energia SA	Cadice	Spagna	1.600.000	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Electricidad de Puerto Real SA	100,00%	46,03%
Ercasa Cogeneración SA	Saragozza	Spagna	601.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Ercetesa SA	Saragozza	Spagna	294.490	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,00%	27,42%
Erecosalz SL	Saragozza	Spagna	18.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	25,85%
Erfei AIE	Tarragona	Spagna	720.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	42,00%	32,90%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Essex Company	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Etra Catalunya SA - Moncobra SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Barcelona	Spagna	-	EUR	Consulenza per servizi di ingegneria	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	20,00%	18,41%
EUFER Operación SL (già EUFER Comercializadora SL)	Madrid	Spagna	60.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Eurohucoco Cogeneración AIE	Barcelona	Spagna	2.606.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Euskaltel SA	Derio (Vizcaya)	Spagna	325.200.000	EUR	Servizi informatici	-	Endesa SA	10,30%	9,45%
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL	Oviedo	Spagna	480.800	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	47,50%	37,20%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	70,00%	54,83%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	73,60%	57,65%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	70,00%	54,83%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	8.046.800	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	4.200.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Eólica de La Cuenca Central Asturiana SL	Asturias	Spagna	30.000	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000	BRL	Impianti eolici	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	54,97%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,50%	39,56%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.400	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	216.360	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	55,00%	43,08%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930	ARS	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.758.000	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	60,00%	46,99%
Eólicos Touriñán SA	La Coruña	Spagna	601.020	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Fábrica do Arco - Recursos Energéticos SA	Santo Tirso	Portogallo	500.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00%	39,16%
Feneralt - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	25,00%	19,59%
Fermicaise SA de Cv	Distrito Federal	Messico	7.667.000	MXN	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	750.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Fisterra Eólica SL	La Coruña	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	USA	1.002,50	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Consolidated Hydro Mountain States Inc.	100,00%	69,17%
Galsi SpA	Milano	Italia	37.242.300	EUR	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	15,60%	15,61%
Garden Heights Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
Garofeica SA	Barcellona	Spagna	721.200	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186	USD	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Inversiones Endesa Norte SA Gas Atacama SA	0,00% 99,90%	16,74%
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088	USD	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Inversiones Gasatacama Holding Ltda	100,00%	16,74%
Gas Extremadura Transportista SL	Badajoz	Spagna	5.000.000	EUR	Trasporto e stoccaggio di gas	Proporzionale	Endesa Gas SAU	40,00%	36,82%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	213.775.700	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	238.320	EUR	Distribuzione di gas	Integrale	Endesa Gas SAU	72,00%	66,28%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Inversiones Endesa Norte SA Energex Co Gas Atacama SA	0,03% 42,71% 57,23%	16,74%
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	16,74%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	17.141.400.000	CLP	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Gas Atacama Chile SA Gasoducto Atacama Argentina SA	99,90% 0,10%	16,74%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Essex Company	100,00%	69,17%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Gauley River Management Corporation	100,00%	69,17%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV Enel Guatemala SA	99,00% 1,00%	69,17%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV Enel Guatemala SA	100,00% 0,00%	69,17%
Generalima SA	Lima	Perù	3.060.000	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Latinoamérica SA	100,00%	92,06%
Generandes Perú SA	Lima	Perù	853.429.020	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	61,00%	20,42%
Geotermica del Norte SA	Santiago	Cile	62.728.178.101	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Latin America (Chile) Ltda	51,00%	35,28%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Geotermica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	92.050.000	NIO	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	41,50%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Egp Geronimo Holding Company Inc.	25,00%	17,29%
Glafkos Hydroelectric Station SA	Maroussi	Grecia	4.690.000	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore elettrico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Global Coal Limited	Londra	Regno Unito	35.167	GBP	Trading di carbone e attività connesse	-	Enel Trade SpA	5,40%	5,37%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	33,30%	11,16%
Gnl Quintero SA	Santiago	Cile	195.882.353	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	6,69%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	23.937.000	EUR	Sviluppo e manutenzione dell'impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	30,00%	27,62%
Green Fuel Corporación SA	Santader	Spagna	121.000	EUR	Sviluppo, costruzione e operazioni di biodiesel	-	Endesa Generación SA Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	13,00% 24,20%	30,93%
Gresaise SA de Cv	Distrito Federal	Messico	7.647.000	MXN	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Groberel AIE	Girona	Spagna	-	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	12,00%	9,40%
Grupo Egi SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.448.800	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV Enel Green Power International BV	99,99% 0,01%	69,17%
Guadarranque Solar 1 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 2 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 3 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Generación II SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 6 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Guadarranque Solar 7 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 8 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 9 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 10 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 11 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 12 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 13 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 14 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 15 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 16 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 17 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 18 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 19 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Hidroelectricidad del Pacífico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	30.891.536	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	100,00%	69,17%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	Spagna	126.210	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica de Oroul SL	Lugo	Spagna	1.608.200	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Hidroeléctrica del Piedra SL	Saragozza	Spagna	160.470	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,59%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Capital Federal	Argentina	298.584.050	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA Hidroinvest SA	2,50% 6,20% 59,00%	21,88%
Hidroflamicell SL	Barcellona	Spagna	78.120	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	69,05%
Hidroinvest SA	Capital Federal	Argentina	55.312.093	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA	41,90% 54,20%	32,17%
Hidroribeira - Emp Hidricos e Eólicos Lda	Paço de Arcos	Portogallo	7.481,96	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Parque Eólico do Moinho do Céu SA	100,00%	78,32%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv	San Salvador	El Salvador	100.000	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,83%
Hisane AIE	Tarragona	Spagna	1.200	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	10,00%	7,83%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de Los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500	EUR	Impianti fotovoltaici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Hospital Juan Ramón Jiménez UTE	Madrid	Spagna	6.000	EUR	Produzione di energia solare	Proporzionale	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Hydro Constructional SA	Maroussi	Grecia	3.630.000	EUR	Ingegneria nel settore elettrico, trading di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	USA	12,25	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	69,17%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	3.000.000	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	Proporzionale	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydro Energies Corporation	Williston (Vermont)	USA	5.000	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Hydrodev Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	7.587.320	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Quebec)	Canada		- CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydrodev Inc.	100,00%	69,17%
Hydrogen Park-Marghera Per L'idrogeno Scrl	Venezia	Italia	245.000	EUR	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	Integrale	Enel Produzione SpA	55,10%	55,10%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power Latin America BV	100,00%	69,17%
Hídricas de Viseu SA	Viseu	Portogallo	986.000	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	67,00% 33,00%	78,33%
Ict Servicios Informáticos Ltda	Santiago	Cile	500.000.000	CLP	Servizi ICT	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	99,00% 1,00%	55,80%
Idrosicilia SpA	Milano	Italia	22.520.000	EUR	Attività nel settore idrico	Equity	Enel SpA	1,00%	1,00%
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	Città del Messico	Messico	308.628.665	MXN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power Latin America BV Enel Green Power International BV	99,99% 0,01%	69,17%
Infraestructuras de Aldehuelas SA	Soria	Spagna	425.000	EUR	Costruzione, sfruttamento e manutenzione delle stazioni elettriche	Proporzionale	Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL	60,80%	22,63%
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	1,00% 99,00%	33,46%
Iniciativas de Gas SL	Madrid	Spagna	1.300.010	EUR	Gas naturale e servizi a esso connessi	Proporzionale	Endesa Generación SA	40,00%	36,82%
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	Spagna	84.140	EUR	Informazioni sulle infrastrutture delle associate Inkolan	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	14,30%	13,16%
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	Santiago	Cile	25.916.800.510	CLP	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enersis SA	100,00%	55,81%
Instalaciones Inabensa SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Siviglia	Spagna		- EUR	Servizi energia elettrica	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.882.308	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	233.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.468.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	55,34%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	148.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	174.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	153.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	165.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	174.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	152.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	148.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	148.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	159.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power International BV	30,00%	20,75%
International Multimedia University Srl	Roma	Italia	24.000	EUR	Formazione a distanza	-	Enel Servizi Srl	13,00%	13,04%
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	8.121.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Crete SA	Maroussi	Grecia	3.093.000	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Rhodes SA	Maroussi	Grecia	5.070.000	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	6.454.980	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Power SA	Maroussi	Grecia	6.615.300	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	287.837.245	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamérica SA	35,00% 30,20% 34,80%	68,27%
Inversiones Electrogas SA	Santiago	Cile	12.892.910	CLP	Holding di partecipazioni	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	14,23%
Inversiones Endesa Norte SA	Santiago	Cile	92.571.641.874	CLP	Investimenti in progetti energetici	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Inversiones Eólicas La Esperanza SA	San José	Costa Rica	100.000	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	Enel de Costa Rica SA	51,00%	35,28%
Inversiones Gasatacama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000	USD	Trasporto di gas naturale	Proporzionale	Inversiones Endesa Norte SA	50,00%	16,74%
Inversora Codensa Ltda U	Bogotá D.C.	Colombia	5.000.000	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	36,67%
Investluz SA	Fortaleza	Brasile	954.620.000	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Brasil SA Ampla Investimentos e Serviços SA	63,60% 36,40%	53,46%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	82.974.475,77	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Italaise SA de Cv	Distrito Federal	Messico	7.481.000	MXN	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Kromschroeder SA	L'Hospitalet de Llobregat (Barcellona)	Spagna	657.000	EUR	Servizi	Equity	Endesa Gas SAU	27,90%	25,71%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,30%	30,68%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
LaGeo SA de Cv	Ahuachapan	El Salvador	2.562.826.700	SVC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power SpA	36,20%	25,04%
Latin America Energy Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Holding di partecipazioni	-	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Essex Company	7,50% 92,50%	69,17%
Linea Albania-Italia Shpk	Tirana	Albania	27.460.000	ALL	Costruzione, manutenzione e gestione di <i>merchant lines</i>	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Lipetskenegrosbyt LLC	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	7.500	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	RusEnergosbyt C LLC	75,00%	18,93%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	USA	2	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	69,17%
Lower Saranac Hydro Partners	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC Lower Saranac Corporation	99,00% 1,00%	69,17%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	0,10% 99,90%	55,31%
Maicor Wind Srl	Cosenza	Italia	20.850.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	41,50%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	110.061.500	EUR	Produzione, trasporto, vendita e <i>trading</i> di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	80,00%	80,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	69,17%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
Medgaz SA	Madrid	Spagna	28.500.000	EUR	Sviluppo e progettazione	-	Endesa Generación SA	12,00%	11,05%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100	EUR	Studi ambientali	Proporzionale	Nuclenor SA	50,00%	23,02%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	35,28%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhydro Srl de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.201	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	100,00%	69,17%
Micase SA de Cv	Distrito Federal	Messico	47.132.000	MXN	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Minas de Estercuel SA	Madrid	Spagna	93.160	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL	99,60%	91,66%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,90%	91,98%
Minas y Ferrocarril de Utrillas SA	Barcelona	Spagna	3.850.320	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	15,00%	11,75%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	36,50%	28,59%
Miranda Plataforma Logística SA	Miranda de Ebro (Burgos)	Spagna	1.200.000	EUR	Sviluppo regionale	-	Nuclenor SA	33,00%	15,19%
Missisquoi Associates	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sheldon Springs Hydro Associates LP Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	99,00% 1,00%	69,17%
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	9.709.200	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	49,00%	33,89%
Motherlode Hydro Inc.	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Myhs Kastaniotiko SA	Maroussi (Atene)	Grecia	2.560.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Myhs Pougakia SA	Maroussi (Atene)	Grecia	1.250.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	69,17%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	69,17%
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Nubia 2000 SL	Madrid	Spagna	100.000.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Gas SAU	20,00%	18,41%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000	EUR	Impianto nucleare	Proporzionale	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4 SL	Madrid	Spagna	3.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	92,06%
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.200	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	60,00%	55,24%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	4.100.000	EUR	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	Integrale	Enel Trade SpA	90,00%	90,00%
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	15	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hydrodev Inc.	66,70%	46,11%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	100,00%	56,43%
Ochrana A Bezpecnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di security	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Oficina de Cambios de Suministrador SA	Madrid	Spagna	70.000	EUR	Servizi connessi al mercato dei prodotti energetici	-	Endesa Energía SA	11,50%	18,41%
							Endesa Distribución Eléctrica SL	5,20%	
							Endesa Gas SAU	0,40%	
							Endesa Energía XXI SL	3,00%	
Olympe Inc.	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	85,00%	58,79%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	Spagna	2.000.000	EUR	Operatore del mercato elettrico	-	Endesa SA	5,10%	4,73%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,30%	26,10%
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Inversiones Eólicas La Esperanza SA	71,40%	44,96%
							Enel de Costa Rica SA	28,60%	
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	33,40%	23,13%
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	40,00%	27,67%
PH Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel de Costa Rica SA	34,30%	23,74%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Egp Padoma Holding Company Inc.	100,00%	69,17%
Papeleira Portuguesa SA	Sao Paio de Oleiros	Portogallo	916.229	EUR	Fabbricazione di carta	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	13,20%	10,31%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcelona	Spagna	1.313.100	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Parc Eolic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL	Barcelona	Spagna	1.183.100	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de La Grande Epine Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de La Vallière Sasu	Saint Priest	Francia	59.240	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	49,00%	33,89%
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parque Eolico Cristal Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Latin America BV	100,00% 0,00%	69,18%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Barbao SA	50,20%	39,29%
Parque Eólico a Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00% 50,00%	78,32%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.007.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
Parque Eólico Corullón SL	Madrid	Spagna	460.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	11,60% 63,40%	58,74%
Parque Eólico de Enix SA	Siviglia	Spagna	3.005.100	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Parque Eólico de Malpica SA	La Coruña	Spagna	950.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	35,40%	27,74%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,00%	64,23%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	901.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	65,70%	51,43%
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	125.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	65,00%	50,92%
Parque Eólico do Moinho do Céu SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	78,32%
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.810.340	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00% 55,50%	59,13%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	52,00%	40,73%
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00% 50,00%	78,32%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	58,00%	45,43%
Parque Fotovoltaico Aricoute I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Parque Fotovoltaico El Guancho I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Pegop - Energía Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	69,17%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	5.000	EUR	Sviluppo delle attività di generazione	Integrale	Endesa Generación II SA	70,00%	64,44%
Photovoltaic Station Kourtesi i Production of Energy SA	Maroussi	Grecia	4.497.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Planta de Regasificación de Sagunto SA	Madrid	Spagna	1.500.000	EUR	Attività di commercializzazione di gas e combustibili	Proporzionale	Iniciativas de Gas SL	50,00%	18,41%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	56,10%	43,96%
Powercer - Sociedade de Cogeração de Vialonga SA	Loures	Portogallo	50.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,00%	23,50%
Pp - Co-Geração SA	S. Paio de Oleiros	Portogallo	50.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	78,32%
Pragma Energy SA	Lugano	Svizzera	4.000.000	CHF	Trading di carbone	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	41.965.444,64	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Productor Regional de Energía Renovable I SA	Valladolid	Spagna	60.500	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Productor Regional de Energía Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	85,00%	66,58%
Productor Regional de Energía Renovable II SA	Valladolid	Spagna	60.500	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	82,90%	64,92%
Productora de Energías SA	Barcelona	Spagna	30.050	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	10.000	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	100,00%	56,43%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Progas SA	Santiago	Cile	1.404.000	CLP	Distribuzione di gas	Proporzionale	Gas Atacama Chile SA Gas Atacama SA	99,90% 0,10%	16,74%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	78,32%
Promociones y Desarrollo Sector Levante SL	Madrid	Spagna	6.000	EUR	Attività immobiliare	Equity	Bolonia Real Estate SL	45,00%	41,43%
Provedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv	Città del Messico	Messico	89.707.935	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	100,00%	69,17%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	601.000	EUR	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00%	41,43%
Proyectos Eólicos Valencianos SA	Valencia	Spagna	2.550.000	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,30%	26,10%
Puignerel AIE	Barcellona	Spagna	11.299.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,59%
Pyrates Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Dexter Inc. Hydro Development Group Inc.	50,00% 50,00%	69,18%
Q-Channel SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	1.607.141	EUR	-	-	Enel Servizi Srl	24,00%	24,00%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.148.511,80	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	32,34%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV Enel Green Power SpA Enel Guatemala SA	42,80% 51,00% 0,01%	64,92%
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Holding di partecipazioni	Proporzionale	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	El Dorado Hydro	100,00%	69,17%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	51,00%	35,28%
Rofeica d'Energía SA	Barcellona	Spagna	1.983.300	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
RusEnergoSbyt C LLC	Khanty-Mansiyskiy	Federazione Russa	5.100	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	RusEnergoSbyt LLC	51,00%	25,25%
RusEnergoSbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000	RUB	Trading di energia elettrica	Proporzionale	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
RusEnergoSbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	4.600.000	RUB	Vendita di energia elettrica	Proporzionale	RusEnergoSbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
SAT 357-05 Acevedo Reid S.Agraria de Transformación - Endesa Ingeniería SLU UTE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	3.000	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820	EUR	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel.Newhydro Srl	41,60%	41,55%
Sacme SA	Capital Federal	Argentina	12.000	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Proporzionale	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	21,10%
Sadiel Tecnologías de La Información SA	Siviglia	Spagna	663.520	EUR	Servizi informatici	Equity	Endesa Servicios SL	22,00%	20,25%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410	EUR	Impianti idroelettrici	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	OGK-5 Finance LLC Enel OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	0,00% 100,00%	56,43%
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	Spagna	207.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	35,25%
Sati Cogeneración AIE	Barcelona	Spagna	66.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,50%	21,54%
Se Hazelton A LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Bypass Limited	100,00%	69,17%
Se Hydropower Srl	Bolzano	Italia	30.000.000	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia idroelettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	40,00%	40,00%
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000	EUR	Fornitura di energia elettrica	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Eólicos Touriñán SA	49,00%	38,41%
SeverEnergia (già Enineftegaz)	Mosca	Federazione Russa	55.114.150.000	RUB	Lavorazione e trasporto di gas e petrolio	Equity	Artic Russia BV (già Eni Russia Bv)	49,00%	19,60%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	69,17%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	69,17%
Silicio Energía SA	Campanillas (Málaga)	Spagna	69.000.000	EUR	Impianti estrattivi di silicio	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	17,00%	13,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversão de Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	55,00%	43,08%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900	EUR	Produzione di energia	-	Enel Unión Fenosa Renovables SA	16,70%	13,08%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Granada	Spagna	175.200	EUR	Produzione di energia	-	Enel Unión Fenosa Renovables SA	28,10%	22,03%
Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	2.007.750	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	96,00%	75,19%
Sistemas Energéticos La Muela SA	Saragozza	Spagna	3.065.100	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Sistemas Energéticos Más Garullo SA	Saragozza	Spagna	1.503.410	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	69,17%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	69,17%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Slovenské Elektrárne Finance BV	Rotterdam	Olanda	18.200	EUR	Finanziaria	Integrale	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Smart P@Per SPA	Potenza	Italia	2.184.000	EUR	Servizi	Integrale	Enel Servizio Elettrico SpA	10,00%	10,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	69,17%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	69,17%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	69,17%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	33.969.032,25	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495	CLP	Investimenti finanziari	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	57,50%	32,09%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA	Santiago	Cile	46.709.640.176	CLP	Attività di ingegneria	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA	0,01%	33,47%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	
Sociedad de Fomento Industrial de Extremadura SA	Badajoz	Spagna	155.453.460	EUR	Sviluppo regionale	-	Endesa SA	0,40%	0,39%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	63,30%	49,61%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.040	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Sociedad Inversora Dock Sud SA	Capital Federal	Argentina	241.490.000	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Latinoamérica SA	57,10%	52,60%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá D.C.	Colombia	5.800.000	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Emgesa SA ESP Inversora Codensa Ltda U	95,00% 4,90%	29,21%
Société d'Exploitation du Parc Eolien de la Bouleste Sas	Lione	Francia	37.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Société Armoricaine d'Énergie Eolienne Sarl	Lione	Francia	1.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Société du Parc Eolien des Champs d'Eole Sarl	Lione	Francia	1.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Société du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Lione	Francia	21.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Sodesa - Comercialização de Energia Eléctrica SA	Porto	Portogallo	750.000	EUR	Distribuzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008	EUR	Fotovoltaico	Proporzionale	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Universal Inc.	100,00%	69,17%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,00%	14,10%
Soternix - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	39,95%
Southern Cone Power Argentina SA	Capital Federal	Argentina	19.870.000	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Inversiones Generales SA Empresa Nacional de Electricidad SA	2,00% 98,00%	33,47%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Spark Ibérica SA - Endesa Energía SAU UTE	Barcelona	Spagna	4.000	EUR	Impianti elettrici di costruzione	Proporzionale	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
St-Felicien Cogeneration	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi S F LP	92,00%	63,64%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	12.020.000	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	33,50%	30,84%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	2.800.000	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	55,24%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	8.200	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	51,88%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	200.000	EUR	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	Proporzionale	Enel SpA	50,00%	50,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	USA	250	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	69,17%
Terrae Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811,37	EUR	Attività nel settore agroindustriale	Equity	Enel Green Power SpA	15,00%	10,38%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	35,28%
Technoservice Srl	Rovigo	Italia	10.400	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	41,43%
Tecnoquat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America BV	75,00%	51,88%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Paço de Arcos	Portogallo	5.025.000	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Endesa Generación SA	38,90%	35,80%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Hidroeléctrica El Chocón SA	15,40%	6,61%
							Central Dock Sud SA	5,30%	
							Endesa Costanera SA	5,50%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Hidroeléctrica El Chocón SA	15,40%	6,61%
							Central Dock Sud SA	5,30%	
							Endesa Costanera SA	5,50%	
Termotec Energia AIE	Valencia	Spagna	481.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	35,25%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	69,17%
Thracian Eolian 1 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 2 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 3 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 4 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 5 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 6 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 7 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Thracian Eolian 8 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 9 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Tirmadrid SA	Valdemingómez	Spagna	16.828.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,60%	14,60%
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	7.662.750	EUR	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Tko Power Inc.	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890	EUR	Impianti fotovoltaici	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,30%	26,10%
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finere - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Tractament i Revalorització de Residus del Maresme SA	Barcelona	Spagna	60.600	EUR	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	-	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	10,00%	7,83%
Trade Wind Energy LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Kansas LLC	45,00%	31,13%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	2.202.223	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Proporzionale	Compañía Eléctrica San Isidro SA	50,00%	16,74%
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Generadora Montecristo SA	2,00%	69,17%
Transportadora de Energía SA	Capital Federal	Argentina	55.512.000	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Guatemala SA	98,00%	100,00%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	72.120	EUR	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	54,99%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,30%	67,51%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Highfalls Inc.	2,00%	69,17%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	100,00%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	10	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	35,28%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	69,17%
U'stav Jaderného Výzkumu Rez AS	Rez	Repubblica Ceca	524.139.000	CZK	Ricerca e sviluppo energia nucleare	Equity	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
							Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
							Slovenské elektrárne AS	27,80%	18,33%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Ufeyfs SL	Aranjuez	Spagna	2.373.950	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Proporzionale	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	31,33%
Unelco Cogeneraciones Sanitarias del Archipiélago SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.202.020	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	190.171.520	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Urgell Energía SA	Lleida	Spagna	601.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Ute Biogas Garraf	Barcelona	Spagna	3.010	EUR	Produzione di energia elettrica con biogas	Proporzionale	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Vallenergie SpA	Aosta	Italia	1.700.000	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	51,00%	51,00%
Ventominho Energias Renovaveis SA	Esposende	Portogallo	50.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	85,00%	24,97%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
Water & Industrial Services Company SpA	Monza	Italia	15.615.000	EUR	Depurazione delle acque reflue	Integrale	Enel.Newhydro Srl	100,00%	100,00%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	USA	300	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	69,17%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Wind Park Kouloukonas SA	Maroussi	Grecia	2.700.018	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	60.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Wind Park of West Ktenias SA	Maroussi	Grecia	70.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	225.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	171.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	176.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	329.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	144.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	134.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	171.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	175.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Grammatikaki SA	Maroussi	Grecia	165.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	171.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Korfovouni SA	Maroussi	Grecia	201.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.279.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	55,34%
Wind Parks of Makrilakkoma SA	Maroussi	Grecia	254.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Motodo di consolidamento	Detenuto da	% possesso	% possesso del Gruppo
Wind Parks of Megavouni SA	Maroussi	Grecia	208.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	95.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Organi SA	Maroussi	Grecia	287.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	193.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	175.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Politis SA	Maroussi	Grecia	136.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	271.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	152.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	291.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Stroboulas SA	Maroussi	Grecia	176.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	4.032.210	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	152.500	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	29,20%	20,23%
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	161.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	174.000	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Yacylec SA	Capital Federal	Argentina	20.000.000	ARS	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Endesa Latinoamérica SA	22,20%	20,46%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	Spagna	234.000	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%

Relazioni



Relazione della Società di revisione sulla revisione contabile
limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

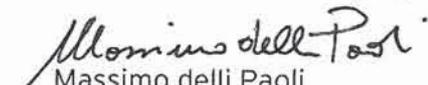
1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative della Enel S.p.A. e controllate ("Gruppo Enel") al 30 giugno 2011. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della Società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto viene effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente e al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alle relazioni emesse da altri revisori rispettivamente in data 6 aprile 2011 e in data 26 agosto 2010. Come indicato nelle note illustrative, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente per tener conto del completamento della contabilizzazione iniziale di un'aggregazione aziendale. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note illustrative, sono state da noi esaminate ai fini dell'emissione della presente relazione.

3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2011 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 5 agosto 2011

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo delli Paoli
(Socio)

Concept design
Inarea - Roma

Realizzazione
Online Group - Roma

Revisione testi
postScriptum - Roma

Stampa
Varigrafica Alto Lazio - Nepi (Viterbo)

Tiratura: 150 copie

Finito di stampare nel mese di ottobre 2011

PAGINE INTERNE

Carta
Revive 100 White Uncoated



Grammatura
120 g/m²

Numero di pagine
176

COPERTINA

Carta
Revive 100 White Silk



Grammatura
300 g/m²

Numero di pagine
4

Questa pubblicazione è stampata
su carta 100% riciclata certificata FSC



Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Direzione Relazioni Esterne

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale
Euro 9.403.357.795
(al 31 dicembre 2010) i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 00811720580
R.E.A. di Roma n. 756032
Partita IVA n. 00934061003

Usando Revive 100 White Uncoated e Revive 100 White Silk invece di una carta non riciclata, l'impatto ambientale è stato così ridotto*:



12.379,1
kg di rifiuti



2.396
kg di CO₂



17.114
km di viaggi su strada



227.931
litri d'acqua



25.672
kWh di energia



20.128
kg di legno

Fonte:
European BREF (data on virgin fibre paper).
Carbon footprint data audited by the Carbon Neutral Company.

(*) I dati riportati si riferiscono a tutte le pubblicazioni finanziarie di Enel SpA 2010-2011 nelle versioni pre- e post-Assemblea, Rapporto ambientale e bilancio di sostenibilità.

