

Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015



Indice

Relazione intermedia sulla gestione	5
La nostra missione	6
Enel nel mondo	7
Modello organizzativo di Enel	8
Organi sociali.....	10
Sintesi dei risultati	11
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo	18
Risultati per area di attività	30
> Italia	35
> Penisola iberica	42
> America Latina.....	47
> Europa dell'Est.....	53
> Energie Rinnovabili	59
> Altro, elisioni e rettifiche	63
Fatti di rilievo del primo semestre 2015.....	64
Scenario di riferimento.....	70
> Andamento dei principali indicatori di mercato.....	70
> I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale	71
> Aspetti normativi e tariffari	76
Principali rischi e incertezze	85
Prevedibile evoluzione della gestione.....	92
Informativa sulle parti correlate	92
Bilancio consolidato semestrale abbreviato	93
Prospetti contabili consolidati	94
Conto economico consolidato	94
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo.....	95
Stato patrimoniale consolidato	96
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	98
Rendiconto finanziario consolidato	99
Note illustrative	100
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 2015, 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.....	145

Allegati	147
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2015	148

Relazione intermedia sulla gestione

La nostra missione

In Enel abbiamo la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell'investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui operiamo e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi. Enel opera al servizio delle comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone, con l'impegno di assicurare alle prossime generazioni un mondo migliore.

Enel nel mondo

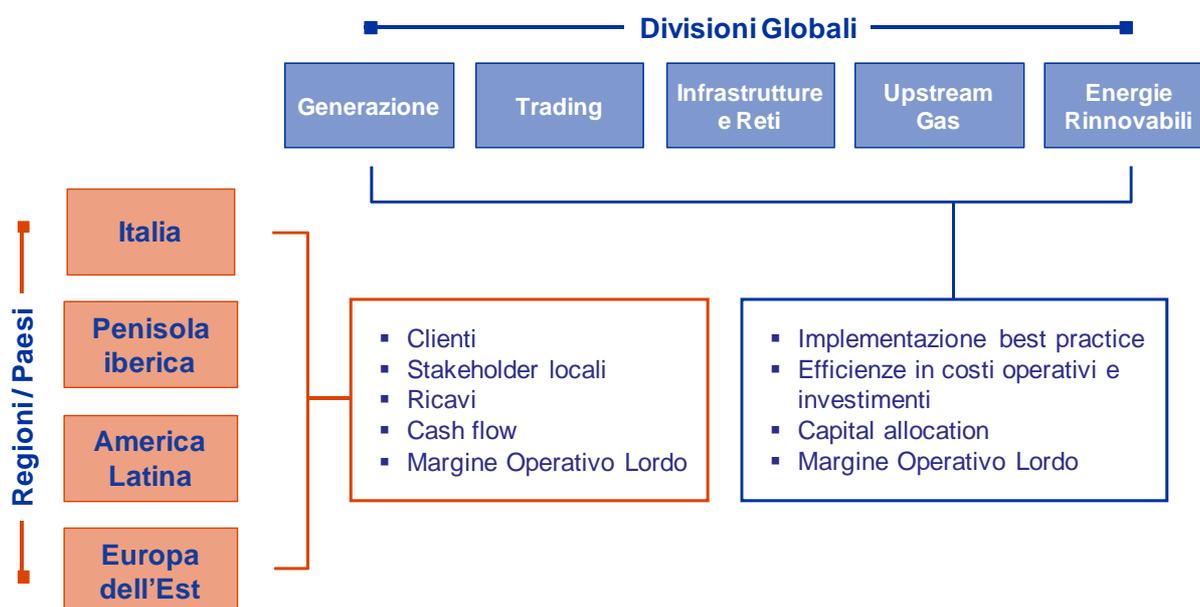


Modello organizzativo di Enel

In data 31 luglio 2014, il Gruppo Enel si è dotato di una **nuova struttura organizzativa**, basata su una matrice Divisioni/Geografie e focalizzata sugli obiettivi industriali del Gruppo, con una chiara individuazione di ruoli e responsabilità al fine di:

- > perseguire e mantenere la leadership tecnologica nei settori in cui il Gruppo opera, assicurandone l'eccellenza operativa;
- > massimizzare il livello di servizio verso i clienti nei mercati locali.

Grazie a questa nuova struttura, il Gruppo potrà beneficiare di una minore complessità nell'esecuzione delle azioni manageriali intraprese e nell'analisi dei fattori chiave di generazione del valore.



In particolare, la nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola pertanto in una matrice che considera:

- > *Divisioni* (Generazione Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading, Upstream Gas), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni ed il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo;
- > *Regioni e Paesi* (Italia, Iberia, America Latina, Europa dell'Est), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali ed autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni;

A tale matrice si associano in un'ottica di supporto al business:

- > *Funzioni Globali di Servizio* (Acquisti e ICT), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;

- > *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Rapporti con l'Unione Europea, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Patrizia Grieco

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Francesco Starace

Consiglieri

Alfredo Antoniozzi

Alessandro Banchi

Alberto Bianchi

Paola Girdinio

Alberto Pera

Anna Chiara Svelto

Angelo Taraborrelli

Segretario del Consiglio

Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente

Sergio Duca

Sindaci effettivi

Lidia D'Alessio

Gennaro Mariconda

Sindaci supplenti

Giulia De Martino

Pierpaolo Singer

Franco Luciano 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 23 maggio 2014, 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 23 maggio 2014, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad 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 2015, comparati con i corrispondenti valori riferiti al secondo trimestre 2014, non sono assoggettati a revisione contabile né a revisione contabile limitata.

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" ad esclusione:

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Titoli detenuti sino a scadenza (Held to Maturity)", degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value, dei "Titoli disponibili per la vendita (Available For Sale)", dei "Crediti finanziari diversi";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri";
- > delle "Passività per imposte differite".

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

- > della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per anticipazioni di factoring", dei "Titoli", dei "Cash collateral"; degli "Altri crediti finanziari";
- > 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 riferiti, 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.

Rideterminazione dei dati economici

I dati economici del primo semestre 2014, inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale ai soli fini comparativi, sono stati rideterminati a seguito dell'introduzione dell'IFRIC 21 - Tributi, con decorrenza 1° gennaio 2015. In particolare, sono stati rilevati retrospettivamente gli effetti derivanti dalla contabilizzazione di talune imposte non sul reddito nel momento in cui si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione. Nello specifico si tratta di alcune imposte indirette sui beni immobili in Spagna che sono state rilevate per intero a inizio esercizio e non più riscontate lungo lo stesso. Per maggiori dettagli circa gli effetti di tali rideterminazioni si rinvia alla successiva Nota 3 delle Note illustrative del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Dati economici, patrimoniali e finanziari

2° trimestre		Milioni di euro	1° semestre	
2015	2014 restated		2015	2014 restated
17.662	17.919	Ricavi	37.632	36.101
3.938	3.856	Margine operativo lordo	7.961	7.847
2.459	2.417	Risultato operativo	5.084	4.980
1.450	1.106	Risultato netto del Gruppo e di terzi	2.629	2.218
1.023	797	Risultato netto del Gruppo	1.833	1.665
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,19	0,18
		Capitale investito netto	93.229	88.528 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto	39.849	37.383 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	53.380	51.145 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,51	3,35 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa	3.045	1.804
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.837 ⁽²⁾	2.485

(1) Al 31 dicembre 2014.

(2) Il dato non include 255 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

I **ricavi** del primo semestre 2015 sono pari a 37.632 milioni di euro con un incremento di 1.531 milioni di euro (+4,2%) rispetto al primo semestre 2014. L'incremento, particolarmente concentrato nel primo trimestre, è prevalentemente da riferire ai maggiori ricavi per vendite di combustibili, gas e di certificati verdi, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dalle minori vendite di energia elettrica. Inoltre, si segnalano i maggiori ricavi in Argentina a seguito delle modifiche introdotte dalla Resolucion n. 32/2015 e gli ulteriori contributi relativi al programma PUREE e al MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos), nonché i maggiori ricavi in Cile per effetto dell'acquisizione del controllo del Gruppo Gas Atacama, effettuata ad aprile 2014. L'impatto della variazione dei tassi di cambio delle altre valute rispetto all'euro è sostanzialmente marginale (positivo per 2 milioni di euro), con un andamento che ha sostenuto i ricavi dell'America Latina e penalizzato quelli dell'Europa dell'Est, in particolare di Enel Russia. Inoltre, si segnala che i ricavi del primo semestre 2015 includono la plusvalenza realizzata dalla cessione di SE Hydropower per 141 milioni di euro, il negative goodwill e la contestuale rimisurazione a fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo a seguito dell'acquisizione di 3Sun per complessivi 132 milioni di euro; nell'analogo periodo dell'esercizio precedente includevano l'adeguamento del prezzo di vendita (82 milioni di euro) della società Artic Russia, ceduta a fine 2013, e la rimisurazione al fair value (per 50 milioni di euro) delle attività nette di SE Hydropower, società per la quale nel corso del semestre si è perso il controllo.

Milioni di euro	1° semestre		Variazioni	
	2015	2014 restated		
Italia	18.971	18.293	678	3,7%
Penisola Iberica	10.199	9.903	296	3,0%
America Latina	5.406	4.492	914	20,3%
Europa dell'Est	2.374	2.631	(257)	-9,8%
Energie Rinnovabili	1.593	1.365	228	16,7%
Altro, elisioni e rettifiche	(911)	(583)	(328)	-56,3%
Totale	37.632	36.101	1.531	4,2%

Il **margine operativo lordo**, pari a 7.961 milioni di euro, evidenzia un incremento di 114 milioni di euro (+1,5%) rispetto al primo semestre 2014. In particolare, oltre ai sopracitati effetti derivanti da operazioni straordinarie (con un effetto netto positivo di 141 milioni di euro) e dalla variazione dei tassi di cambio (pari a 41 milioni di euro), l'incremento del margine rilevato in America Latina (in particolar modo in Argentina per effetto delle sopracitate modifiche regolatorie), in Spagna (prevalentemente nell'attività di generazione di energia elettrica e relativamente ai certificati ambientali) e dalla Divisione Energie Rinnovabili (in particolare in Nord America, Panama, Brasile e Cile) sono stati più che controbilanciati dal calo del margine rilevato in Italia, relativo sia alla generazione da fonti convenzionali che alle attività di Infrastrutture e Reti.

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Italia	3.137	3.449	(312)	-9,0%
Penisola Iberica	1.969	1.697	272	16,0%
America Latina	1.437	1.254	183	14,6%
Europa dell'Est	392	507	(115)	-22,7%
Energie Rinnovabili	1.078	889	189	21,3%
Altro, elisioni e rettifiche	(52)	51	(103)	-
Totale	7.961	7.847	114	1,5%

Il **risultato operativo** ammonta a 5.084 milioni di euro, con un incremento di 104 milioni di euro (+2,1%) rispetto all'analogo periodo del 2014, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 10 milioni di euro.

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Italia	2.134	2.417	(283)	-11,7%
Penisola Iberica	1.159	790	369	46,7%
America Latina	948	804	144	17,9%
Europa dell'Est	211	315	(104)	-33,0%
Energie Rinnovabili	697	618	79	12,8%
Altro, elisioni e rettifiche	(65)	36	(101)	-
Totale	5.084	4.980	104	2,1%

Il **risultato netto del Gruppo** del primo semestre 2015 ammonta a 1.833 milioni di euro rispetto ai 1.665 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+10,1%). In particolare, il citato incremento del risultato operativo ed i minori oneri finanziari netti (da riferire prevalentemente alla riduzione degli interessi passivi sull'indebitamento, nonché ad alcuni adeguamenti di valore di attività finanziarie in America Latina) sono stati solo parzialmente compensati dalla maggior incidenza delle interessenze di terzi a seguito principalmente della cessione, nel quarto trimestre 2014, del 21,92% di Endesa e quindi, indirettamente, di tutte le attività nella Penisola iberica.

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 1.195 milioni di euro, ammonta a 93.229 milioni di euro al 30 giugno 2015 (88.528 milioni di euro al 31 dicembre 2014)

ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.380 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 39.849 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2015, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,75 (0,73 al 31 dicembre 2014).

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 39.849 milioni di euro, in incremento di 2.466 milioni di euro rispetto ai 37.383 milioni di euro del 31 dicembre 2014, risentendo negativamente del fabbisogno generato dagli investimenti del periodo e dal pagamento dei dividendi.

Gli **investimenti** del primo semestre 2015 ammontano a 2.837 milioni di euro, con un incremento di 352 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2014, particolarmente concentrato in America Latina e nella Divisione Energie Rinnovabili.

Milioni di euro	1° semestre		Variazioni	
	2015	2014 restated		
Italia	616 ⁽¹⁾	570	46	8,1%
Penisola Iberica	356	327	29	8,9%
America Latina	791	519	272	52,4%
Europa dell'Est	85 ⁽²⁾	422	(337)	-79,9%
Energie Rinnovabili	973	641	332	51,8%
Altro, elisioni e rettifiche	16	6	10	-
Totale	2.837	2.485	352	14,2%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Il dato non include include 254 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

2° trimestre						1° semestre					
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
2015			2014			2015			2014		
17,2	50,5	67,7	18,0	49,8	67,8	34,5	105,1	139,6	35,9	99,9	135,8
Energia netta prodotta da Enel (TWh)											
54,0	49,7	103,7	54,6	49,3	103,9	110,2	94,4	204,6	111,0	92,6	203,6
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽¹⁾											
19,8	41,4	61,2	20,3	42,2	62,5	42,2	85,5	127,7	43,7	86,6	130,3
Energia venduta da Enel (TWh) ⁽¹⁾											
0,6	1,1	1,7	0,5	0,9	1,4	2,5	2,5	5,0	2,1	2,3	4,4
Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di m ³)											
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾ ⁽³⁾						33.298	35.436	68.734	33.405	35.556	68.961

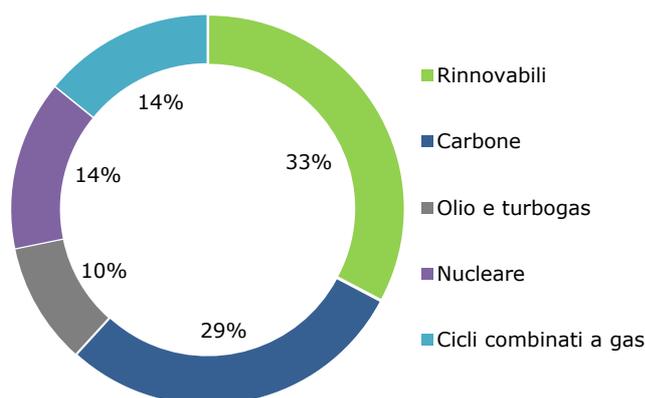
(1) Escluso cessioni ai rivenditori.

(2) Al 31 dicembre 2014.

(3) Include 4.283 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2015 (4.430 unità al 31 dicembre 2014).

L'**energia netta prodotta da Enel** è in aumento nel primo semestre 2015 di 3,8 TWh (+2,8%), a seguito dei maggior volumi prodotti all'estero (+5,2 TWh), solo parzialmente compensata dal calo della generazione nel territorio italiano (-1,4 TWh). Per quanto riguarda il mix tecnologico, si rileva un generalizzato incremento della generazione termoelettrica convenzionale (+5,6 TWh), in particolar modo per gli impianti a carbone e a ciclo combinato, mentre la generazione da fonte idroelettrica ha segnato un andamento in controtendenza (-2,8 TWh), da riferirsi sostanzialmente a condizioni di idraulicità più sfavorevoli; inoltre, la generazione da fonte eolica evidenzia un incremento di 0,6 TWh a seguito della maggiore capacità installata. Infine, si segnala che il 33% dell'energia prodotta da Enel nel primo semestre 2015 è da fonte rinnovabile (35% nel primo semestre 2014).

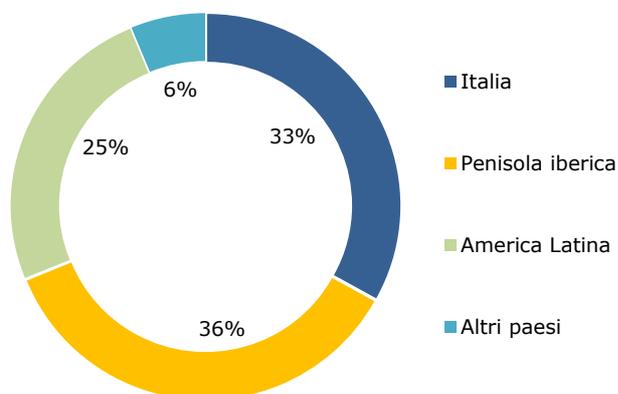
Energia elettrica netta prodotta per fonte (1° semestre 2015)



L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** nel primo semestre 2015 è pari a 204,6 TWh, in aumento di 1,0 TWh (+0,5%), risentendo sostanzialmente del rafforzamento della domanda di energia elettrica in America Latina e nella Penisola iberica.

L'**energia venduta da Enel** registra nel primo semestre 2015 un calo di 2,6 TWh (-2,0%). In particolare, le maggiori vendite realizzate in America Latina (+0,5 TWh), con una crescita generalizzata in tutti i paesi ad eccezione del Cile, sono state più che compensate dal calo delle vendite nell'area mediterranea, con minori vendite in Italia (-1,2 TWh) e Spagna (-1,3 TWh).

Energia elettrica venduta per area geografica (1° semestre 2015)



Il **gas venduto** nel primo semestre 2015 è pari a 5,0 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,6 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 giugno 2015 è pari a 68.734 dipendenti di cui il 51,6% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione (-227 unità) si riferisce prevalentemente al saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo, il cui effetto è solo parzialmente compensato dalle variazioni di perimetro, tra cui si segnala l'acquisizione di 3Sun.

n.

	30.06.2015	31.12.2014
Italia ⁽¹⁾	30.031	30.803
Penisola iberica	10.190	10.500
America Latina ⁽²⁾	12.422	12.301
Europa dell'Est ⁽³⁾	10.320	10.411
Rinnovabili	4.157	3.609
Altro, elisioni e rettifiche	1.614	1.337
Totale	68.734	68.961

⁽¹⁾ Include 41 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014.

⁽²⁾ Include 15 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014.

⁽³⁾ Include 4.283 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2015 (4.374 unità al 31 dicembre 2014).

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 nella Nota 2 delle Note illustrative al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Risultati economici del Gruppo

2° trimestre		Milioni di euro		1° semestre				
2015	2014 restated	Variazioni		2015	2014 restated	Variazioni		
17.662	17.919	(257)	-1,4%	Totale ricavi	37.632	36.101	1.531	4,2%
13.818	14.024	(206)	-1,5%	Totale costi	29.847	28.260	1.587	5,6%
94	(39)	133	-	Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	176	6	170	-
3.938	3.856	82	2,1%	MARGINE OPERATIVO LORDO	7.961	7.847	114	1,5%
1.479	1.439	40	2,8%	Ammortamenti e perdite di valore	2.877	2.867	10	0,3%
2.459	2.417	42	1,7%	RISULTATO OPERATIVO	5.084	4.980	104	2,1%
764	543	221	40,7%	Proventi finanziari	2.710	1.219	1.491	-
1.274	1.418	(144)	-10,2%	Oneri finanziari	3.987	2.895	1.092	37,7%
(510)	(875)	365	41,7%	Totale proventi/(oneri) finanziari	(1.277)	(1.676)	399	23,8%
(16)	49	(65)	-	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	8	53	(45)	-84,9%
1.933	1.591	342	21,5%	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	3.815	3.357	458	13,6%
483	485	(2)	-0,4%	Imposte	1.186	1.139	47	4,1%
1.450	1.106	344	31,1%	RISULTATO DELLE CONTINUING OPERATIONS	2.629	2.218	411	18,5%
-	-	-	-	RISULTATO DELLE DISCONTINUED OPERATIONS	-	-	-	-
1.450	1.106	344	31,1%	RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	2.629	2.218	411	18,5%
1.023	797	226	28,4%	Quota di interessenza del Gruppo	1.833	1.665	168	10,1%
427	309	118	38,2%	Quota di interessenza di terzi	796	553	243	43,9%

Ricavi

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2015	2014 restated	Variazione			2015	2014 restated	Variazioni	
11.113	11.504	(391)	-3,4%	Vendita energia elettrica	23.051	23.248	(197)	-0,8%
2.284	2.314	(30)	-1,3%	Trasporto energia elettrica	4.665	4.675	(10)	-0,2%
213	193	20	10,4%	Corrispettivi da gestori di rete	398	369	29	7,9%
319	237	82	34,6%	Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	604	613	(9)	-1,5%
742	661	81	12,3%	Vendite gas	2.292	2.070	222	10,7%
76	79	(3)	-3,8 %	Trasporto gas	292	267	25	9,4%
166	-	166	-	Plusvalenze da alienazione di controllate collegate JV e risultati positivi da misurazione	184	85	99	-
33	32	1	3,1%	Proventi da rimisurazione a fair value a seguito di modifiche nel controllo	45	82	(37)	-45,1%
(2)	1	(3)	-	Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	12	18	(6)	-33,3%
2.718	2.898	(180)	-6,2%	Altri servizi, vendite e proventi diversi	6.089	4.674	1.415	30,3%
17.662	17.919	(257)	-1,4%	Totale	37.632	36.101	1.531	4,2%

Nel primo semestre 2015 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 23.051 milioni di euro (11.113 milioni di euro nel secondo trimestre 2015), in diminuzione di 197 milioni di euro (-391 milioni di euro nel secondo trimestre 2015) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, a seguito di:

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 500 milioni di euro (377 milioni di euro nel secondo trimestre 2015), prevalentemente connessa ai minori ricavi da vendita in Russia per effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro e delle minori quantità vendute sulle Borse nazionali dell'energia elettrica;
- > incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 318 milioni di euro (78 milioni di euro nel secondo trimestre 2015), essenzialmente connesso ad un incremento delle vendite sul mercato regolato in America Latina (e in particolar modo in Brasile e Cile per l'effetto congiunto delle maggiori quantità vendute e del favorevole andamento dei tassi di cambio), solo parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi in Italia. In particolare, i maggiori ricavi conseguiti sui mercati regolati (pari a 337 milioni di euro nel semestre e a 57 milioni di euro nel secondo trimestre 2015) hanno più che compensato un decremento dei ricavi sui mercati liberi (pari a 19 milioni di euro nel semestre e ad un incremento di 21 milioni di euro nel secondo trimestre 2015);
- > diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 15 milioni di euro (92 milioni di euro nel secondo trimestre 2015), conseguente ai minori volumi intermediati.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano a 4.665 milioni di euro (2.284 milioni di euro nel secondo trimestre 2015), con un calo di 10 milioni di euro (-30 milioni nel secondo trimestre 2015) riferibile sostanzialmente al decremento delle quantità vettorate.

I ricavi per **contributi ricevuti da Cassa Conguaglio e dagli altri organismi assimilati** sono pari, nel primo semestre 2015, a 604 milioni di euro (319 milioni di euro nel secondo trimestre 2015), in decremento di 9 milioni di euro (+82 milioni di euro nel secondo trimestre 2015) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

I ricavi per **vendita di gas**, nel primo semestre 2015 sono pari a 2.292 milioni di euro con un incremento di 222 milioni di euro (+10,7%), mentre nel secondo trimestre 2015 sono pari a 742 milioni di euro e registrano un incremento di 81 milioni di euro (+12,3%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione nei due periodi di riferimento risente essenzialmente delle maggiori vendite ai clienti finali nella Penisola iberica.

I ricavi per **trasporto di gas** nel primo semestre 2015 sono pari a 292 milioni di euro con un incremento di 25 milioni di euro (-3 milioni nel secondo trimestre 2015) con un scostamento analogo a quello delle vendite della stessa commodity.

I **proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** ammontano a 45 milioni di euro nel primo semestre 2015 (82 milioni di euro nel primo semestre del 2014) e 33 milioni di euro nel secondo trimestre 2015 (32 milioni di euro nel secondo trimestre 2014). In particolare, i proventi relativi al primo semestre 2015 si riferiscono esclusivamente all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo della società 3SUN. Nel primo semestre 2014 tale voce era riferibile all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo residue (i) dopo la perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance (50 milioni di euro) e (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Inversiones Gas Atacama (29 milioni di euro) e Buffalo Dunes Wind Project (3 milioni di euro).

Le **plusvalenze da cessione di attività** nel primo semestre 2015 sono pari a 184 milioni di euro (85 milioni di euro nel primo semestre 2014) e sono prevalentemente riferibili per 141 milioni di euro alla vendita della società Se Hydropower e per 15 milioni di euro alla plusvalenza derivante dalla vendita della società SF Energy. Nel primo semestre 2014 tale voce era riferita principalmente all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia (82 milioni di euro), per il verificarsi delle condizioni previste nella clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita.

I **ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo semestre 2015 a 6.089 milioni di euro (4.674 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) mentre, nel secondo trimestre 2015, sono pari a 2.718 milioni di euro (2.898 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) ed evidenziano un incremento di 1.415 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014 e un decremento di 180 milioni di euro nel secondo trimestre 2015.

L'incremento rispetto al semestre precedente è dovuto principalmente:

- > all'aumento per 841 milioni di euro dei ricavi da vendita di combustibili per trading, comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, sostanzialmente connesso alle maggiori quantità vendute nei mercati internazionali di tali commodity;
- > alle maggiori vendite di certificati ambientali per 378 milioni di euro;
- > alle modifiche regolatorie in Argentina introdotte con la Resolucion n. 32/2015 in merito al riconoscimento dei ricavi e al Mecanismo de Monitoreo de Costes con un impatto positivo complessivo rispetto al primo semestre 2014 di 148 milioni di euro;
- > al negative goodwill emergente dall'acquisizione di 3Sun per 87 milioni di euro.

Costi

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
5.112	5.570	(458)	-8,2%	Acquisto di energia elettrica	10.878	11.174	(296)	-2,6%
1.504	1.382	122	8,8%	Consumi di combustibile per generazione di energia elettrica	2.816	2.855	(39)	-1,4%
1.997	2.079	(82)	-3,9%	Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	5.076	3.687	1.389	37,7%
178	240	(62)	-25,8%	Materiali	670	558	112	20,1%
1.183	1.109	74	6,7%	Costo del personale	2.338	2.218	120	5,4%
3.663	3.476	187	5,4%	Servizi e godimento beni di terzi	7.456	7.260	196	2,7%
560	553	7	1,3%	Altri costi operativi	1.258	1.192	66	5,5%
(379)	(385)	6	-1,6%	Costi capitalizzati	(645)	(684)	39	-5,7%
13.818	14.024	(206)	-1,5%	Totale	29.847	28.260	1.587	5,6%

I costi per **acquisto di energia elettrica** nel primo semestre del 2015 sono pari a 10.878 milioni di euro, con un decremento di 296 milioni di euro, rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2014, (-458 milioni di euro nel secondo trimestre 2015) corrispondente ad una riduzione del 2,6% (-8,2% nel secondo trimestre 2015). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette l'effetto dei minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (165 milioni di euro nel primo semestre e 195 milioni di euro nel secondo trimestre 2015), dei minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (62 milioni di euro nel primo semestre e 151 milioni di euro nel secondo trimestre 2015) e dei minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri (69 milioni di euro nel primo semestre e 112 milioni di euro nel secondo trimestre 2015) connessi essenzialmente al decremento generalizzato della domanda.

I costi per **consumi di combustibile per generazione di energia elettrica** sono pari nel primo semestre 2015 a 2.816 milioni di euro, in decremento di 39 milioni di euro (-1,4%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente mentre, nel secondo trimestre 2015, ammontano a 1.504 milioni di euro, in incremento di 122 milioni di euro (+8,8%). Il decremento del semestre risente dei minori volumi di energia prodotti da fonte termoelettrica che ha privilegiato l'utilizzo di combustibili dal costo medio unitario inferiore; tale effetto è solo parzialmente compensato da un aumento dei prezzi medi di acquisto sul mercato dei combustibili.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 5.076 milioni di euro nel primo semestre 2015 (1.997 milioni di euro nel secondo trimestre 2015), con un incremento di 1.389 milioni di euro (-82 milioni di euro nel secondo trimestre 2015) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio 2014. Le variazioni in entrambi i periodi di riferimento riflettono la relativa attività di intermediazione effettuata sul mercato delle commodity già commentata nei ricavi.

I costi per **materiali** ammontano nel primo semestre 2015 a 670 milioni di euro, registrando un incremento di 112 milioni di euro (+20,1%) principalmente per effetto del maggior approvvigionamento di EUAs e di CERs concentrato in particolar modo nel primo trimestre 2015, tanto da determinare nel secondo trimestre 2015 una riduzione di tali costi.

Il **costo del personale** nel primo semestre 2015 è pari 2.338 milioni di euro, con un incremento di 120 milioni di euro (+5,4%). Nel secondo trimestre 2015 il costo è pari a 1.183 milioni di euro, registrando un incremento di 74 milioni di euro (+6,7%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione del semestre trova sostanzialmente riscontro:

- > nell'aumento dei costi in America Latina conseguente le maggiori consistenze medie, l'incremento dei costi medi unitari e l'effetto della variazione dei tassi di cambio rispetto all'euro; tale variazione è particolarmente significativa in Argentina a seguito del rinnovo del contratto collettivo di lavoro;
- > nella riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2015 è pari a 68.734 unità (68.961 al 31 dicembre 2014). Rispetto al 31 dicembre 2014 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si decrementa di 227 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-495 unità) e delle variazioni di perimetro (268 unità) sostanzialmente riconducibile all'acquisizione dell'ulteriore 66% di 3Sun che ne ha consentito l'acquisizione del controllo.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2014 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2014 restated	68.961
Assunzioni	1.470
Cessazioni	(1.965)
Variazioni di perimetro	268
Consistenza al 30 giugno 2015	68.734

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo semestre 2015 ammontano a 7.456 milioni di euro, con un incremento di 196 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014, mentre nel secondo trimestre 2015 sono pari a 3.663 milioni di euro, rilevando un incremento di 187 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2014. L'andamento nei due periodi di riferimento è sostanzialmente correlato all'aumento dei costi relativi al business dei servizi a valore aggiunto e a quelli riferiti ai servizi in concessione in Brasile, ai maggiori vettoriamenti passivi e ad un contratto di tolling di una centrale termoelettrica nell'area urbana di Santiago del Cile, più vantaggioso rispetto all'acquisto dell'energia elettrica.

Gli **altri costi operativi** nel primo semestre 2015 ammontano a 1.258 milioni di euro con un incremento di 66 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014, mentre nel secondo trimestre 2015 ammontano a 560 milioni di euro registrando un incremento di 7 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione del semestre si riferisce prevalentemente:

- > all'adeguamento positivo (63 milioni di euro) rilevato nel primo semestre 2014 a valle dell'accordo transattivo formalizzato da Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha previsto il pagamento da parte di Enel Distribuzione di 89 milioni di euro;
- > alle maggiori imposte indirette che includono, tra gli altri, l'effetto della nuova imposte sulla ricchezza introdotta in Colombia a partire dall'inizio del 2015;
- > ai minori oneri relativi al Bono Social in Spagna a seguito dell'introduzione dell'Ordine ministeriale n. 350/2014.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 176 milioni di euro nel primo semestre 2015 (positivi per 6 milioni di euro nel primo semestre 2014) e positivi per 94 milioni di euro nel secondo trimestre 2015 (negativi per 39 milioni di euro nel corrispondente

periodo dell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al primo semestre 2015 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 137 milioni di euro ed a proventi netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere al 30 giugno 2015 per 39 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel primo semestre 2015 sono pari a 2.877 milioni di euro, con un incremento di 10 milioni di euro, mentre nel secondo trimestre 2015 sono pari a 1.479 milioni di euro, in incremento di 40 milioni di euro. L'incremento rilevato nel semestre è sostanzialmente riferibile ai maggiori adeguamenti netti sul valore di crediti commerciali parzialmente compensati dalla riduzione degli ammortamenti che risentono dell'effetto delle perdite di valore rilevate sugli impianti di generazione in Italia e Slovacchia effettuati a fine 2014 come esito degli impairment test.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2015 ammonta a 5.084 milioni di euro, con un incremento di 104 milioni di euro (+2,1%), mentre nel secondo trimestre 2015 si attesta a 2.459 milioni di euro, con un incremento di 42 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (+1,7%).

Gli **oneri finanziari netti** si decrementano di 399 milioni di euro nel primo semestre 2015 e di 365 milioni di euro nel secondo trimestre 2015. Tale variazione è da riferire prevalentemente a:

- > minori interessi passivi netti, prevalentemente a seguito della riduzione dell'indebitamento finanziario medio;
- > maggiori proventi finanziari netti (per complessivi 43 milioni di euro) relativi alle partite regolatorie sull'attività di distribuzione di energia elettrica in Argentina a seguito delle modifiche introdotte dalle Risoluzioni n. 476/2015 e n. 1208/2015 al meccanismo di remunerazione di CAMESA;
- > gli effetti positivi di alcune rinegoziazioni di finanziamenti in dollari statunitensi in Argentina per complessivi 52 milioni di euro;
- > maggiori oneri finanziari capitalizzati, per 50 milioni di euro, a seguito dei maggiori investimenti realizzati nel periodo;
- > maggiori proventi finanziari netti relativi alle attività di distribuzione e commercializzazione di energia elettrica in Brasile a seguito delle revisioni tariffarie effettuate nel 2014 che hanno impattato sulle attività finanziarie relative ai servizi in concessione e ad alcune modifiche allo schema regolatorio nel 2015 con un effetto complessivo di 112 milioni di euro.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**, nel primo semestre 2015 è positiva per 8 milioni di euro mentre nel secondo trimestre 2015 è negativa per 16 milioni di euro.

Le **imposte** del primo semestre 2015 ammontano a 1.186 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 31,1%, a fronte di un'incidenza del 33,9% nel primo semestre 2014, mentre l'onere fiscale del secondo trimestre 2015 è stimato pari a 483 milioni di euro. La minore incidenza rilevata nel primo semestre del 2015 rispetto a quella dello stesso periodo dell'esercizio precedente è da riferire essenzialmente al beneficio derivante dall'illegittimità costituzionale sancita in merito all'applicazione dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), dalla riforma dell'IRAP, dalla riduzione dell'aliquota fiscale in Spagna, a cui si aggiunge la fiscalità in regime di parziale esenzione associata alla plusvalenza derivante dalla cessione di SE Hydropower che hanno più che compensato gli effetti negativi derivanti dall'aumento dell'aliquota fiscale di competenza in Colombia, Cile e Brasile.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	91.158	89.844	1.314	1,5%
- avviamento	14.070	14.027	43	0,3%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	814	872	(58)	-6,7%
- altre attività/(passività) non correnti nette	1.222	(741)	1.963	-
Totale Attività immobilizzate nette	107.264	104.002	3.262	3,1%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	11.652	12.022	(370)	-3,1%
- rimanenze	3.429	3.334	95	2,8%
- crediti netti verso Cassa Conguaglio e organismi assimilati	(3.217)	(2.994)	(223)	-7,4%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.192)	(4.827)	(365)	-7,6%
- debiti commerciali	(10.683)	(13.419)	2.736	-20,4%
Totale Capitale circolante netto	(4.011)	(5.884)	1.873	31,8%
Capitale investito lordo	103.253	98.118	5.135	5,2%
Fondi diversi:				
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.667)	(3.687)	20	-0,5%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(7.551)	(7.391)	(160)	2,2%
Totale Fondi diversi	(11.219)	(11.078)	(141)	1,3%
Attività nette possedute per la vendita	1.195	1.488	(293)	-19,7%
Capitale investito netto	93.229	88.528	4.701	5,3%
Patrimonio netto complessivo	53.380	51.145	2.235	4,4%
Indebitamento finanziario netto	39.849	37.383	2.466	6,6%

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 giugno 2015 a 91.158 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 1.314 milioni di euro. Tale variazione è originata principalmente dagli investimenti del periodo (2.837 milioni di euro), dall'effetto delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta (positive per 590 milioni di euro) e dalle variazioni nel perimetro di consolidamento (131 milioni di euro); queste ultime si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione del controllo di 3Sun. Tali effetti, sono stati parzialmente compensati dagli ammortamenti e perdite di valore su tali attività, pari complessivamente a 2.437 milioni di euro.

L'*avviamento*, pari a 14.070 milioni di euro, evidenzia un incremento di 43 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, sostanzialmente riferibile agli effetti positivi derivanti dall'adeguamento al cambio corrente degli avviamenti espressi in valute diverse dall'euro, nonché alla rilevazione, per complessivi 6 milioni di euro, dei goodwill riferiti all'acquisizione del controllo di alcune società minori da parte della Divisione Energie Rinnovabili.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* pari a 814 milioni di euro presentano un decremento di 58 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente, principalmente per effetto dei dividendi erogati che hanno più che compensato il risultato economico positivo di pertinenza del Gruppo dalle società valutate con l'equity method.

Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 30 giugno 2015 è positivo per 1.222 milioni di euro, con un incremento di 1.963 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 (negativo per 741 milioni

di euro). Tale andamento è connesso essenzialmente alla variazione positiva, pari a 1.977 milioni di euro, del saldo netto tra le attività e le passività finanziarie non correnti, prevalentemente riferibile al maggior valore netto degli strumenti finanziari derivati (+1.940 milioni di euro) e delle altre partecipazioni (+50 milioni di euro); quest'ultima variazione include, tra gli altri, l'adeguamento a *fair value* delle partecipazioni detenute nelle società Echelon e Bayan Resources per complessivi 30 milioni di euro.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 4.011 milioni di euro al 30 giugno 2015 rispetto ad un saldo negativo di 5.884 milioni di euro al 31 dicembre 2014. La variazione, pari a 1.873 milioni di euro, è imputabile ai seguenti fenomeni:

- > decremento dei *crediti commerciali* per 370 milioni di euro;
- > crescita delle *rimanenze* per 95 milioni di euro;
- > decremento dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Servizio Elettrico e organismi assimilati* per 223 milioni di euro, connesso principalmente alle componenti tariffarie del sistema elettrico italiano a copertura degli oneri generati dal sistema stesso;
- > incremento delle *altre passività correnti al netto delle rispettive attività* per 365 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
 - incremento dei debiti netti per imposte sul reddito (314 milioni di euro) correlabile alla rilevazione delle imposte del periodo (al netto dei pagamenti di imposte effettuati);
 - incremento delle attività finanziarie correnti nette per 173 milioni di euro, in massima parte riferibili ai minori ratei passivi finanziari per interessi (216 milioni di euro), solo parzialmente compensati dalla variazione negativa dei risconti attivi (21 milioni di euro);
 - incremento delle altre passività correnti nette per 224 milioni di euro, da riferire principalmente all'incremento dei debiti netti tributari diversi (673 milioni di euro) sostanzialmente relativi all'IVA e alle imposte erariali ed addizionali sui consumi di energia elettrica e gas. Tale incremento è stato parzialmente compensato dal pagamento dei debiti per dividendi da erogare (242 milioni di euro) e dalla variazione positiva dei risconti attivi (158 milioni di euro).
- > riduzione dei *debiti commerciali* per 2.736 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 11.219 milioni di euro, sono in incremento di 141 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Tale variazione è sostanzialmente riferibile all'incremento dei fondi per imposte differite nette (241 milioni di euro), solo parzialmente compensato dal decremento dei fondi rischi ed oneri (per 810 milioni di euro). In particolare, la variazione dei fondi rischi ed oneri riflette essenzialmente gli utilizzi del fondo incentivo all'esodo in Spagna ed Italia, in parte compensati dall'aumento del fondo rischi per compliance ambientali (che includono gli effetti dell'avvio delle attività di invaso per quanto riguarda la centrale idroelettrica colombiana di El Quimbo) e regolatorie.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 1.195 milioni di euro al 30 giugno 2015, includono sostanzialmente le attività nette, valutate sulla base del presumibile valore di realizzo, relative alla società Slovenské elektrárne che, in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. La variazione del periodo, negativa per 293 milioni di euro, è relativa, principalmente, alla cessione delle società SE Hydropower e SF Energy avvenuta nel primo semestre 2015.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2015 è pari a 93.229 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.380 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 39.849 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2015, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,75 (0,73 al 31 dicembre 2014).

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:

Millioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	6.720	7.022	(302)	-4,3%
- obbligazioni	37.641	39.749	(2.108)	-5,3%
- debiti verso altri finanziatori	1.815	1.884	(69)	-3,7%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>46.176</i>	<i>48.655</i>	<i>(2.479)</i>	<i>-5,1%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.621)	(2.701)	80	-3,0%
Indebitamento netto a lungo termine	43.555	45.954	(2.399)	-
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	861	824	37	4,5 %
- altri finanziamenti a breve verso banche	275	30	245	0,0%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.136</i>	<i>854</i>	<i>282</i>	<i>33,0%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	3.569	4.056	(487)	-12,0%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	243	245	(2)	-0,8%
Commercial paper	1.294	2.599	(1.305)	-50,2%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.873	457	1.416	0,0%
Altri debiti finanziari a breve termine	56	166	(110)	-66,3%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>7.035</i>	<i>7.523</i>	<i>(488)</i>	<i>-6,5%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.098)	(1.566)	468	29,9%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(117)	(177)	60	33,9%
Crediti finanziari - cash collateral	(973)	(1.654)	681	41,2%
Altri crediti finanziari a breve termine	(261)	(323)	62	19,2%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(9.428)	(13.228)	3.800	28,7%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(11.877)</i>	<i>(16.948)</i>	<i>5.071</i>	<i>29,9%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(3.706)	(8.571)	4.865	56,8%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	39.849	37.383	2.466	6,6%
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	853	620	233	37,6%

L'*indebitamento finanziario netto* è pari a 39.849 milioni di euro al 30 giugno 2015, con un incremento di 2.466 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014.

In particolare, l'**indebitamento finanziario netto a lungo termine** evidenzia un decremento di 2.399 milioni di euro, quale saldo della diminuzione dei crediti finanziari a lungo termine per 80 milioni di euro e del decremento dell'*indebitamento finanziario lordo* per 2.479 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 6.720 milioni di euro, registrano un decremento di 302 milioni di euro dovuto principalmente alla riclassifica nella parte a breve della quota in scadenza entro 12 mesi dei finanziamenti bancari a lungo termine.

Si segnala, inoltre, che in data 11 febbraio 2015 è stata rinegoziata la linea di credito revolving forward starting dell'importo di circa 9,4 miliardi di euro, stipulata nel febbraio 2013 da parte di Enel SpA ed Enel Finance International in scadenza nell'aprile 2018, riducendone il costo e estendendone la durata fino al 2020. Tale linea non risulta utilizzata al 30 giugno 2015, così come le linee di credito committed stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International.

- > le obbligazioni, pari a 37.641 milioni di euro, presentano un decremento di 2.108 milioni di euro rispetto a fine 2014 principalmente per effetto:
 - delle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui un prestito obbligazionario a tasso variabile per 1.000 milioni di euro ed uno a tasso fisso per 2.000 milioni di euro, entrambi emessi da Enel SpA ed in scadenza nel mese di febbraio 2016;
 - delle nuove emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2015, tra cui si segnala l'offerta di scambio non vincolante promossa nel mese di gennaio 2015 che ha permesso il riacquisto da parte di Enel Finance International di obbligazioni per un ammontare complessivo di 1.429 milioni di euro e contestualmente l'emissione di un prestito obbligazionario senior a tasso fisso per un importo nominale di 1.462 milioni di euro, in scadenza nel mese di gennaio 2025.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 3.706 milioni di euro al 30 giugno 2015 e aumenta di 4.865 milioni di euro rispetto a fine 2014, quale risultante del decremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 488 milioni di euro, del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 5.071 milioni di euro parzialmente compensato dai maggiori debiti bancari a breve termine per 282 milioni di euro.

In particolare, l'indebitamento bancario a breve termine evidenzia un incremento di 282 milioni di euro rispetto a fine 2014, principalmente dovuto ai nuovi finanziamenti bancari tirati da alcune società latinoamericane.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.035 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper, in capo ad Enel Finance International ed International Endesa BV per complessivi 1.294 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 3.569 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 973 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 1.873 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, sono pari a 11.877 milioni di euro, con un decremento di 5.071 milioni di euro rispetto a fine 2014, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 3.800 milioni di euro, degli altri crediti finanziari a breve termine per 62 milioni di euro, nonché del decremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 681 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014 restated	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽¹⁾	13.255	7.900	5.355
Cash flow da attività operativa	3.045	1.804	1.241
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.667)	(2.525)	(142)
Cash flow da attività di finanziamento	(4.285)	(104)	(4.181)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	90	(10)	100
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽²⁾	9.438	7.065	2.373

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014), "Titoli a breve" pari a 140 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (17 milioni di euro al 1° gennaio 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 27 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (10 milioni di euro al 1° gennaio 2014).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.427 milioni di euro al 30 giugno 2015 (7.044 milioni di euro al 30 giugno 2014), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 30 giugno 2015 (21 milioni di euro al 30 giugno 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 30 giugno 2015 (non presenti al 30 giugno 2014).

Il **cash flow da attività operativa** nel primo semestre 2015 è positivo per 3.045 milioni di euro, in incremento di 1.241 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente in conseguenza della crescita del risultato ante imposte e del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto, solo in parte controbilanciato dal differente ammontare degli elementi di natura non monetaria determinato in particolar modo dalla variazione netta dei derivati tra i due periodi a confronto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nel primo semestre 2015 ha assorbito liquidità per 2.667 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2014 ne aveva assorbita per 2.525 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 3.092 milioni di euro nel primo semestre 2015, si incrementano di 607 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati all'estero e nelle tecnologie rinnovabili.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 36 milioni di euro nel primo semestre 2015 e si riferiscono all'acquisizione del 100% di alcune società minori operanti nello sviluppo di impianti eolici in Messico, nonché ad acconti per futuro acquisto di partecipazioni.

Nel primo semestre 2015, le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 437 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione delle società SE Hydropower e SF Energy, operanti nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia, nonché alla cessione di alcune società minori in America Latina e Nord America.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi sei mesi del 2015, pari a 24 milioni di euro, è essenzialmente correlata ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 4.285 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2015 ne aveva assorbita per 104 milioni di euro. Il flusso del primo semestre 2015 è sostanzialmente relativo alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) per 2.643 milioni di euro e al pagamento dei dividendi per 2.011 milioni di euro. Tali effetti sono solo in parte compensati dai maggiori incassi relativi ad operazioni su non controlling interest. In dettaglio, questi ultimi includono l'incasso per 344 milioni di euro (al netto degli oneri accessori) derivante dalla cessione del 49% di EGPNA Renewable Energy Partners, società

operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti e per 34 milioni di euro ad un aumento in conto capitale versati da terzi per alcune società in Cile e Sud Africa, solo in parte compensati da un esborso per l'acquisto del restante 49% del capitale di Energia Eolica, società italiana attiva nella produzione di energia eolica, e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%.

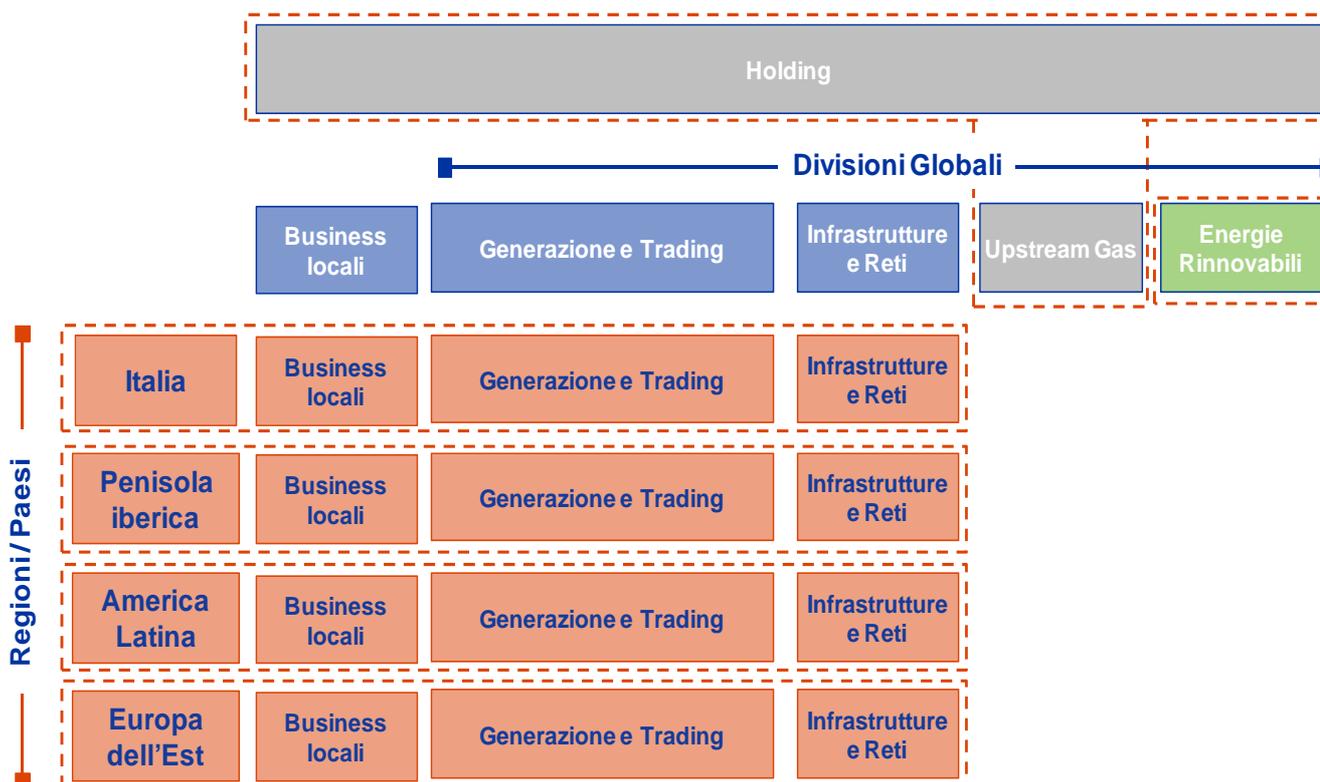
Nel primo semestre 2015 il cash flow generato dall'attività operativa per 3.045 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 4.285 milioni di euro e da attività di investimento pari a 2.667 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 giugno 2015 risultano pari a 9.438 milioni di euro a fronte di 13.255 milioni di euro di fine 2014. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento positivo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 90 milioni di euro.

Risultati per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici 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, tenuto conto del modello operativo adottato descritto in precedenza.

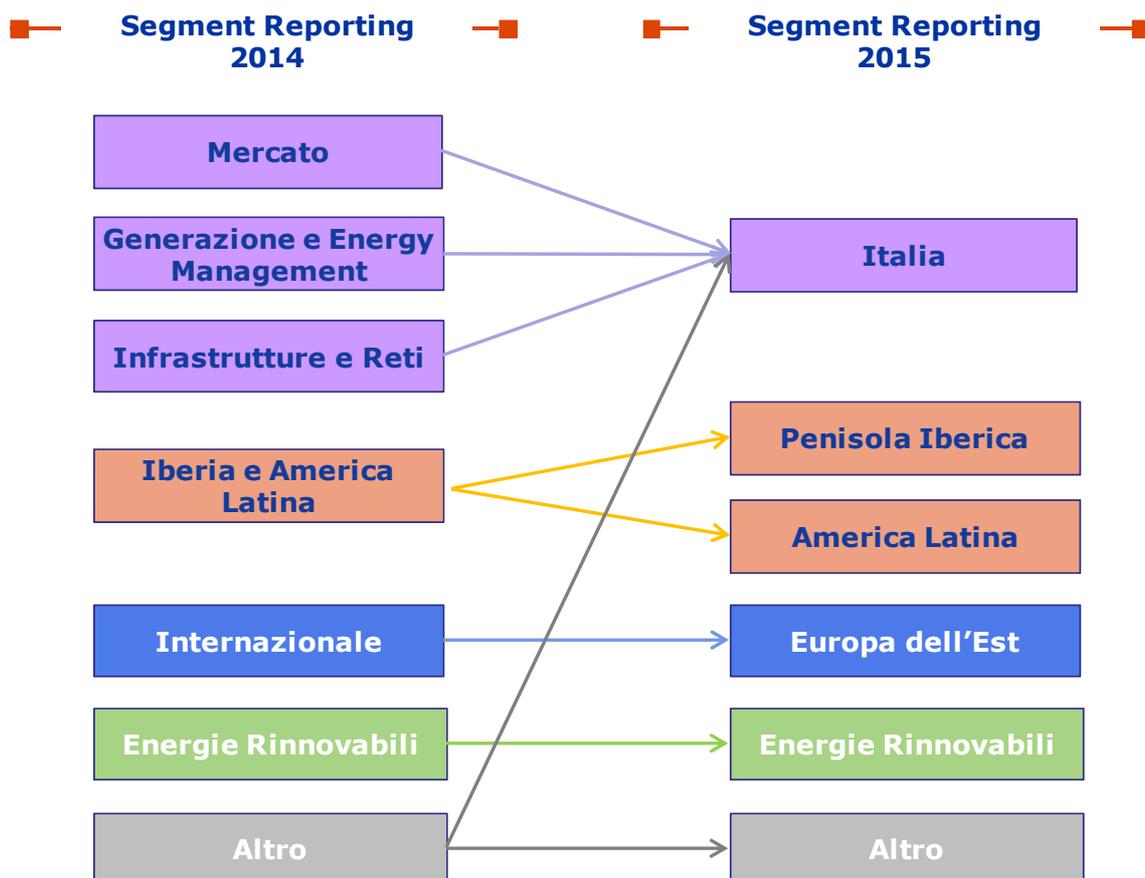
In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova organizzazione ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dall'inizio del 2015. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi nel presente Resoconto intermedio di gestione sono costruiti identificando come "reporting segment primario" la vista per Regioni e Paesi, con l'eccezione della Divisione Energie Rinnovabili che sfrutta una gestione accentrata in capo alla subholding Enel Green Power e quindi in termini di responsabilità gode di maggiore autonomia rispetto alle altre Divisioni. Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall'IFRS 8, si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre ad includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA e della Divisione Upstream Gas.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



relativi al primo trimestre 2014 sono stati rideterminati per tener conto della nuova struttura organizzativa. In particolare, senza considerare alcuni spostamenti di società minori, di seguito sono riportate le principali modifiche:

- > le Divisioni Mercato, Generazione ed Energy Management e Infrastrutture e Reti, operanti per la quasi totalità nel territorio italiano, sono oggi incluse nell'ambito della Country Italia;
- > la Divisione Iberia e America Latina, anche a seguito dell'operazione di riorganizzazione effettuata nel 2014, è oggi suddivisa nella Penisola Iberica e in America Latina;
- > le attività di servizio e supporto residenti nel territorio italiano sono ora classificate all'interno della Country Italia, anziché nel segmento residuale.



Risultati per area di attività del secondo trimestre 2015 e 2014

Secondo trimestre 2015 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	8.330	4.807	2.734	1.076	708	7	17.662
Ricavi intersettoriali	284	34	2	59	73	(452)	-
Totale Ricavi	8.614	4.841	2.736	1.135	781	(445)	17.662
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	47	40	-	-	2	5	94
Margine operativo lordo	1.586	992	701	159	542	(42)	3.938
Ammortamenti e perdite di valore	511	415	244	87	215	7	1.479
Risultato operativo	1.075	577	457	72	327	(49)	2.459

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

Secondo trimestre 2014 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	9.014	4.707	2.406	1.176	608	8	17.919
Ricavi intersettoriali	163	30	1	82	55	(331)	-
Totale Ricavi	9.177	4.737	2.407	1.258	663	(323)	17.919
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(79)	10	2	-	28	-	(39)
Margine operativo lordo	1.760	791	702	225	408	(30)	3.856
Ammortamenti e perdite di valore	502	457	232	104	136	8	1.439
Risultato operativo	1.258	334	470	121	272	(38)	2.417

(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) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto dell'introduzione, con efficacia retroattiva, dell'IFRC 21 - Tributi. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 3 nelle Note illustrative di commento del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Risultati per area di attività del primo semestre 2015 e 2014

Primo semestre 2015 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.390	10.144	5.404	2.215	1.471	8	37.632
Ricavi intersettoriali	581	55	2	159	122	(919)	-
Totale Ricavi	18.971	10.199	5.406	2.374	1.593	(911)	37.632
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	102	69	(3)	3	1	4	176
Margine operativo lordo	3.137	1.969	1.437	392	1.078	(52)	7.961
Ammortamenti e perdite di valore	1.003	810	489	181	381	13	2.877
Risultato operativo	2.134	1.159	948	211	697	(65)	5.084
Investimenti	616 ⁽²⁾	356	791	85 ⁽³⁾	973	16	2.837

(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) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 254 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primo semestre 2014 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	17.965	9.840	4.490	2.463	1.246	97	36.101
Ricavi intersettoriali	328	63	2	168	119	(680)	-
Totale Ricavi	18.293	9.903	4.492	2.631	1.365	(583)	36.101
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(68)	26	3	-	46	(1)	6
Margine operativo lordo	3.449	1.697	1.254	507	889	51	7.847
Ammortamenti e perdite di valore	1.032	907	450	192	271	15	2.867
Risultato operativo	2.417	790	804	315	618	36	4.980
Investimenti	570	327	519	422	641	6	2.485

(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) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto dell'introduzione, con efficacia retroattiva, dell'IFRC 21 - Tributi. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 3 nelle Note illustrative di commento del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente alle Divisioni globali, classificando i risultati in base alla linea di business. Nella seguente tabella, il margine operativo lordo è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Regione/Paese, ma anche per Divisione/Business line.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Divisioni globali									Altro, elisioni e rettifiche			Totale		
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Energie Rinnovabili								
	1° sem. 2015	1° sem. 2014	Var.	1° sem. 2015	1° sem. 2014	Var.	1° sem. 2015	1° sem. 2014	Var.	1° sem. 2015	1° sem. 2014	Var.	1° sem. 2015	1° sem. 2014	Var.	1° sem. 2015	1° sem. 2014	Var.	1° sem. 2015	1° sem. 2014	Var.
Italia	694	560	134	78	56	22	558	738	(180)	1.807	2.095	(288)	-	-	-	-	-	-	3.137	3.449	(312)
Iberia	390	761	(371)	18	21	(3)	655	33	622	906	882	24	-	-	-	-	-	-	1.969	1.697	272
America Latina	-	-	-	(44)	(9)	(35)	774	705	69	707	558	149	-	-	-	-	-	-	1.437	1.254	183
Europa dell'Est	13	14	(1)	-	(1)	1	260	374	(114)	119	120	(1)	-	-	-	-	-	-	392	507	(115)
Energie Rinnovabili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.078	889	189	-	-	-	1.078	889	189
Altro, elisioni e rettifiche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(52)	51	(103)	(52)	51	(103)
Totale	1.097	1.335	(238)	52	67	(15)	2.247	1.850	397	3.539	3.655	(116)	1.078	889	189	(52)	51	(103)	7.961	7.847	114

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre			
2015	2014	Variazioni		2015	2014	Variazioni			
9.897	9.548	349	3,7%	Termoelettrica	20.761	19.923	838	4,2%	
3.586	4.645	(1.059)	22,8%	Idroelettrica	6.630	8.800	(2.170)	-24,7%	
2	2	-	-	Altre fonti	4	4	-	-	
13.485	14.195	(710)	-5,0%	Totale produzione netta	27.395	28.727	(1.332)	-4,6%	
13.485	14.109	(624)	-4,4%	- di cui Italia	27.395	28.420	(1.025)	-3,6%	
-	86	(86)	-	- di cui Belgio	-	307	(307)	-	

Nel primo semestre 2015, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 27.395 milioni di kWh (13.485 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015), registrando un decremento del 4,6% (-5,0% nel secondo trimestre 2015 rispetto all'analogo periodo del 2014) pari a 1.332 milioni di kWh. In particolare, la minore produzione idroelettrica (per 2.170 milioni di kWh), riferibile essenzialmente al peggioramento delle condizioni di idraulicità rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, è stata solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione termoelettrica per 838 milioni di kWh. Inoltre, se si esclude da tale variazione il cambiamento nel perimetro di consolidamento relativo all'impianto di Marcinelle Energie, il cui contratto di gestione attraverso un tolling agreement è stato chiuso anticipatamente a fine 2014, l'incremento della produzione termica si attesta a 1.145 milioni di kWh.

Analogo andamento della produzione netta si rileva nel secondo trimestre 2015.

Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre						
2015	2014	Variazioni		2015	2014	Variazioni						
79	0,7%	110	1,1%	(31)	-28,2%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	145	0,7%	266	1,2%	(121)	-45,5%
11	0,1%	2	-	9	-	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	14	0,1%	12	0,1%	2	16,7%
90	0,8%	112	1,1%	(22)	-19,6%	Totale olio combustibile	159	0,8%	278	1,3%	(119)	-42,8%
1.695	16,1%	1.544	14,9%	151	9,8%	Gas naturale	3.416	15,3%	3.262	15,1%	154	4,7%
8.674	82,3%	8.532	82,3%	142	1,7%	Carbone	18.491	82,9%	17.732	82,2%	759	4,3%
85	0,8%	178	1,7%	(93)	-52,2%	Altri combustibili	227	1,0%	299	1,4%	(72)	-24,1%
10.544	100,0%	10.366	100,0%	178	1,7%	Totale	22.293	100,0%	21.571	100,0%	722	3,3%

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2015 si attesta a 22.293 milioni di kWh (10.544 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015), registrando un incremento di 722 milioni di kWh (+3,3%) rispetto al primo semestre 2014 (+1,7% nel secondo trimestre 2015). Tale incremento è dovuto prevalentemente al maggior utilizzo degli impianti a carbone, favorito dalla maggiore competitività di tale materia prima.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
54.017	54.572	(555)	-1,0%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	(1) 110.202	111.011	(809)	-0,7%

(1) Il dato del 2014 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo semestre 2015 registra un decremento di 809 milioni di kWh (-0,7%) passando da 111.011 milioni di kWh del primo semestre 2014 a 110.202 milioni di kWh del primo semestre del 2015. Tale variazione è sostanzialmente in linea con il calo della domanda di energia elettrica in Italia.

Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2015 con un'energia trasportata pari a 54.017 milioni di kWh, con un decremento di 555 milioni di kWh (-1,0%) rispetto al medesimo periodo del 2014.

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
Mercato libero:								
5.822	5.976	(154)	-2,6%	- clienti mass market	12.326	12.543	(217)	-1,7%
2.761	2.678	83	3,1%	- clienti business	5.249	5.348	(99)	-1,9%
357	380	(23)	-6,1%	- clienti in regime di salvaguardia	705	810	(105)	-13,0%
8.940	9.034	(94)	-1,0%	Totale mercato libero	18.280	18.701	(421)	-2,3%
Mercato regolato:								
10.851	11.249	(398)	-3,5%	- clienti in regime di maggior tutela	23.931	24.832	(901)	-3,6%
19.791	20.283	(492)	-2,4%	TOTALE	42.211	43.533	(1.322)	-3,0%

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

L'energia venduta nel primo semestre 2015 è pari a 42.211 milioni di kWh, con un decremento complessivo di 1.322 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento, che riflette le minori quantità vendute su entrambi i mercati, è riferibile essenzialmente al rallentamento dell'economia nazionale.

Analogo andamento nelle vendite di energia elettrica si rileva nel secondo trimestre 2015.

Vendite di gas

2° trimestre				Milioni di m ³	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
406	396	10	2,5%	Clienti mass market	2.146	1.799	347	19,3%
124	114	10	8,8%	Clienti business	306	314	(8)	-2,5%
530	510	20	3,9%	Totale	2.452	2.113	339	16,0%

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel primo semestre 2015 è pari a 2.452 milioni di metri cubi, con un incremento di 339 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio riferibile essenzialmente alle vendite a clienti residenziali e microbusiness. Per contro, nel secondo trimestre 2015, si rilevano maggiori vendite di gas su entrambe le tipologie di clientela, sia pure su volumi decisamente inferiori per effetto della stagionalità.

Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro			1° semestre			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
8.614	9.177	(563)	-6,1%	Ricavi	18.971	18.293	678	3,7%
1.586	1.760	(174)	-9,9%	Margine operativo lordo	3.137	3.449	(312)	-9,0%
1.075	1.258	(183)	-14,5%	Risultato operativo	2.134	2.417	(283)	-11,7%
				Investimenti	616 ⁽¹⁾	570	46	8,1%

(3) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel secondo trimestre e nel primo semestre 2015.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	5.039	5.368	(329)	-6,1%
Infrastrutture e Reti	1.767	1.821	(54)	-3,0%
Mercati finali	3.181	3.501	(320)	-9,1%
Servizi	272	273	(1)	-0,4%
Elisioni e rettifiche	(1.645)	(1.786)	141	-7,9%
Totale	8.614	9.177	(563)	-6,1%

I **ricavi** del secondo trimestre 2015 ammontano a 8.614 milioni di euro, con un decremento di 563 milioni di euro rispetto al 2014 (-6,1%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 329 milioni di euro (-6,1%) rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 368 milioni di euro, quale effetto della riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (162 milioni di euro), delle minori vendite di energia elettrica alle altre società del Gruppo, nonché ad altri rivenditori nazionali per complessivi 219 milioni di euro;
 - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 87 milioni di euro, connessi ai minori prezzi medi di vendita, nonché alle minori quantità intermedie (-0,4 TWh);
 - minori ricavi per vendite di combustibili sui mercati all'ingrosso nazionali ed internazionali, pari a 17 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili al minor volume intermediato di gas naturale;
 - la rilevazione delle plusvalenze derivante dalla vendita della società SE Hydropower per 141 milioni di euro;
 - maggiori ricavi per vendita diritti di emissione CO₂ per 70 milioni di euro.
 - minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 54 milioni di euro (-3,0%), riferibili sostanzialmente ai minori contributi da Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per i titoli di efficienza energetica (89 milioni di euro), solo parzialmente compensati dall'impatto positivo delle partite pregresse per 35 milioni di euro.
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 320 milioni di euro (-9,1%), connessi essenzialmente:

- ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 234 milioni di euro, a seguito del decremento delle quantità vendute (-0,4 TWh);
- al decremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 66 milioni di euro, connesso ai minori prezzi medi di vendita, nonché alle minori quantità vendute (-0,1 TWh);
- ai minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 11 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	348	343	5	1,5%
Infrastrutture e Reti	910	1.155	(245)	-21,2%
Mercati finali	280	230	50	21,7%
Servizi	48	32	16	50,0%
Totale	1.586	1.760	(174)	-9,9%

Il **margine operativo lordo** del secondo trimestre 2015 si attesta a 1.586 milioni di euro, registrando un decremento di 174 milioni di euro (-9,9%) rispetto ai 1.760 milioni di euro del secondo trimestre 2014. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al maggior margine da **Generazione e Trading** per 5 milioni di euro, da attribuire prevalentemente:
 - alla plusvalenza realizzata nel secondo trimestre 2015 a seguito della cessione di SE Hydropower per 141 milioni di euro;
 - alla riduzione del margine di generazione, che sconta un più sfavorevole mix di produzione connesso alla scarsa idraulicità, per 121 milioni di euro.
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 245 milioni di euro (-21,2%) sostanzialmente riconducibile:
 - al decremento del margine relativo ai Titoli di Efficienza Energetica (TEE) per 272 milioni di euro;
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 33 milioni di euro, connesso principalmente all'effetto della riduzione delle tariffe di distribuzione (delibera AEGSI n. 146/15);
 - ai minori costi operativi.
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 50 milioni di euro (+21,7%), riferibile ad un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 47 milioni di euro e al mercato regolato dell'energia elettrica per 3 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	268	228	40	17,5%
Infrastrutture e Reti	633	914	(281)	-30,7%
Mercati finali	139	99	40	40,4%
Servizi	35	17	18	-
Totale	1.075	1.258	(183)	-14,5%

Il **risultato operativo** si attesta a 1.075 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 9 milioni di euro, registra un decremento di 183 milioni di euro (-14,5%) rispetto ai 1.258 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2014.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	11.318	10.384	934	9,0%
Infrastrutture e Reti	3.532	3.631	(99)	-2,7%
Mercati finali	7.493	7.923	(430)	-5,4%
Servizi	499	509	(10)	-2,0%
Elisioni e rettifiche	(3.871)	(4.154)	283	-6,8%
Totale	18.971	18.293	678	3,7%

I **ricavi** del primo semestre 2015 ammontano a 18.971 milioni di euro, con un incremento di 678 milioni di euro rispetto al 2014 (+3,7%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 934 milioni di euro (+9,0%) rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale incremento è prevalentemente riconducibile a:
 - maggiori ricavi per vendite di combustibili sui mercati all'ingrosso nazionali ed internazionali, pari a 1.181 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili al maggior volume intermediato di gas naturale;
 - maggiori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO₂ per complessivi 276 milioni di euro, a seguito dei maggiori volumi intermediati;
 - alle plusvalenze derivanti dalla vendita delle società SF Energy e SE Hydropower, per complessivi 156 milioni di euro; tale effetto è parzialmente compensato dalla rimisurazione a fair value delle attività nette di quest'ultima, effettuata nel primo trimestre del 2014 per 50 milioni di euro, per effetto della perdita del controllo così come concordato nei patti parasociali;
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 599 milioni di euro. La variazione è sostanzialmente connessa alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (309 milioni di euro), connessa ai minori volumi prodotti in un contesto di mercato di prezzi medi di vendita decrescenti, a cui si aggiungono le minori vendite di energia elettrica alle altre società del Gruppo ed in particolare alle società italiane operanti sui mercati finali (151 milioni di euro), nonché i minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali per 147 milioni di euro;
 - riduzione dei ricavi per attività di ingegneria per 19 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle minori attività sulle unità 3 e 4 dell'impianto nucleare di Mochovce, solo parzialmente compensati dall'incremento dei lavori di ambientalizzazione dell'impianto a carbone di Litoral de Almeria.
- minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 99 milioni di euro (-2,7%), riferibili sostanzialmente a:
 - minori ricavi per 116 milioni di euro, a seguito della riduzione dei contributi da Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per i Titoli di Efficienza Energetica, derivante dai minori volumi di TEE acquistati nel periodo, nonché dal minore contributo unitario del periodo;
 - minori contributi di connessione per 14 milioni di euro;
 - maggiori ricavi tariffari per 13 milioni di euro, riferibili sostanzialmente all'incremento delle tariffe di trasmissione a seguito della delibera AAEGSI n. 655/14, solo parzialmente compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (così come determinate dalla delibera AAEGSI n. 146/15);
 - l'effetto positivo derivante dalla rilevazione di conguagli e revisioni di stime effettuate nei precedenti esercizi per 23 milioni di euro.
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 430 milioni di euro (-5,4%), connessi essenzialmente:

- ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 415 milioni di euro, a seguito del decremento delle quantità vendute dovuto alla riduzione del numero medio di clienti nel mercato di maggior tutela (-0,9 TWh);
- al decremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 112 milioni di euro, connesso ai minori prezzi medi di vendita, nonché alle minori quantità vendute (-0,4 TWh);
- ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 110 milioni di euro, prevalentemente correlabili all'incremento delle quantità vendute nel segmento "clienti mass market".

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	558	738	(180)	-24,4%
Infrastrutture e Reti	1.807	2.095	(288)	-13,7%
Mercati finali	694	560	134	23,9%
Servizi	78	56	22	39,3%
Totale	3.137	3.449	(312)	-9,0%

Il **marginale operativo lordo** del primo semestre 2015 si attesta a 3.137 milioni di euro, registrando un decremento di 312 milioni di euro (-9,0%) rispetto ai 3.449 milioni di euro del primo semestre 2014. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 180 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente:
 - alla riduzione del margine di generazione, che sconta un più sfavorevole mix di produzione connesso alla scarsa idraulicità in un contesto di prezzi all'ingrosso decrescenti, per 203 milioni di euro;
 - alla riduzione del margine di intermediazione sul gas per 106 milioni di euro, a seguito principalmente della riduzione dei prezzi unitari di vendita;
 - alla diversa contribuzione delle operazioni di cessione, già commentate nei ricavi, per 106 milioni di euro.
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 288 milioni di euro (-13,7%) sostanzialmente riconducibile:
 - al minor margine per 222 milioni di euro sui TEE, prevalentemente dovuto al diverso meccanismo di reintegro dei costi di acquisto degli stessi;
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 64 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe di distribuzione;
 - al minor margine sui contributi di connessione per 12 milioni di euro;
 - all'adeguamento positivo del fondo rischi e contenzioso rilevato nel primo trimestre 2014 per 63 milioni di euro, effettuato a valle dell'accordo transattivo formalizzato tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche in merito al contenzioso pendente avanti la Corte d'Appello di Milano;
 - ai minori costi operativi per 60 milioni di euro.
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 134 milioni di euro (+23,9%), prevalentemente riferibile:
 - ad un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 125 milioni di euro (di cui 113 milioni di euro relativi al margine energia), dovuto alla crescita della marginalità unitaria sulla commodity energia elettrica, nonché alle maggiori quantità vendute di gas ai clienti mass market;
 - all'incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 9 milioni di euro, da riferire prevalentemente ad un aumento del margine energia che risente dell'effetto positivo di talune partite pregresse.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	397	508	(111)	-21,9%
Infrastrutture e Reti	1.286	1.614	(328)	-20,3%
Mercati finali	399	269	130	48,3%
Servizi	52	26	26	-
Totale	2.134	2.417	(283)	-11,7%

Il **risultato operativo** si attesta a 2.134 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 29 milioni di euro, registra un decremento di 283 milioni di euro (-11,7%) rispetto ai 2.417 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2014. Il decremento degli ammortamenti e perdite di valore è sostanzialmente connesso agli effetti dell'impairment test effettuato a fine 2014 sugli impianti di generazione convenzionale in Italia, i cui effetti sono solo parzialmente controbilanciati da maggiori perdite di valore sui crediti commerciali.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	76 ⁽¹⁾	63	13	20,6%
Infrastrutture e Reti	479	444	35	7,9%
Mercati finali	31	54	(23)	-42,6%
Servizi	30	9	21	-
Totale	616	570	46	8,1%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del primo semestre del 2015 ammontano a 616 milioni di euro in aumento di 46 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare tale variazione è attribuibile a:

- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 35 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio;
- > un incremento di 21 milioni di euro relativo ai **Servizi** connesso allo sviluppo di software;
- > maggiori investimenti di **Generazione e Trading** per 13 milioni di euro.

Penisola iberica

Dati operativi

Produzione netta di energia

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
9.178	8.421	757	9,0%	Termoelettrica	17.738	13.940	3.798	27,2%
5.810	5.695	115	2,0%	Nucleare	12.913	12.578	335	2,7%
2.325	2.630	(305)	-11,6%	Idroelettrica	4.681	5.460	(779)	-14,3%
17.313	16.746	567	3,4%	Totale produzione netta	35.332	31.978	3.354	10,5%

La produzione netta di energia elettrica della Penisola iberica effettuata nel primo semestre I 2015 è pari a 35.332 milioni di kWh, con un incremento di 3.354 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014. La variazione trova riscontro prevalentemente in una maggiore produzione termoelettrica, a seguito della maggiore domanda e della riduzione delle risorse idriche a disposizione nel periodo.

Nel secondo trimestre 2015 la produzione netta è pari a 17.313 milioni di kWh, con un incremento di 567 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014.

Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre				
2015		2014		Variazioni		2015		2014		Variazioni		
1.316	8,4%	1.280	8,6%	36	2,8%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	2.681	8,4%	2.655	9,6%	26	1,0%
1.205	7,6%	600	4,1%	605	-	Gas naturale	2.229	6,9%	1.152	4,1%	1.077	93,5%
6.157	39,1%	6.052	40,8%	105	1,7%	Carbone	11.800	36,8%	9.039	32,5%	2.761	30,5%
6.049	38,4%	5.921	40,0%	128	2,2%	Combustibile nucleare	13.413	41,8%	13.073	47,0%	340	2,6%
1.016	6,5%	969	6,5%	47	4,9%	Altri combustibili	1.952	6,1%	1.888	6,8%	64	3,4%
15.743	100,0%	14.822	100,0%	921	6,2%	Totale	32.075	100,0%	27.807	100,0%	4.268	15,3%

La produzione termica lorda nel primo semestre 2015 è pari a 32.075 milioni di kWh (15.743 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015) e registra un incremento di 4.268 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+921 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015). L'incremento, che ha riguardato tutte le tipologie di combustibile, è stato particolarmente rilevante nell'utilizzo del gas naturale.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2015		2014		Variazioni		2015		2014		Variazioni	
23.580	23.311	269	1,2%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel		48.237	47.288	949	2,0%		

L'energia trasportata nel primo semestre 2015 è pari a 48.237 milioni di kWh (23.580 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015) e registra un incremento di 949 milioni di kWh (+269 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015) in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica nel territorio iberico.

Vendita di energia elettrica

2° trimestre			Milioni di kWh		1° trimestre		
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni
22.097	22.735	(638)	-2,8%	Energia venduta da Enel	45.691	47.086	(1.395) -3,0%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo semestre 2015 sono pari a 45.691 milioni di kWh (22.097 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015), con un decremento di 1.395 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2014 (638 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015) per effetto della sempre crescente liberalizzazione del mercato e del conseguente passaggio al mercato libero di clienti serviti da Endesa Energia XXI (operatore di Endesa sul mercato regolato) non pienamente compensata dai nuovi clienti acquisiti da Endesa Energia.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro		1° semestre		
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni
4.841	4.737	104	2,2%	Ricavi	10.199	9.903	296 3,0%
992	791	201	25,4%	Margine operativo lordo	1.969	1.697	272 16,0%
577	334	243	72,8%	Risultato operativo	1.159	790	369 46,7%
				Investimenti	356	327	29 8,9%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel secondo trimestre e nel primo semestre 2015.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	1.455	1.190	265	22,3%
Infrastrutture e Reti	647	643	4	0,6%
Mercati finali	3.753	3.706	47	1,3%
Servizi	58	57	1	1,8%
Elisioni e rettifiche	(1.072)	(859)	(213)	-24,8%
Totale	4.841	4.737	104	2,2%

I **ricavi** del secondo trimestre 2015 sono in incremento di 104 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 265 milioni di euro, prevalentemente connessi:
 - ai maggiori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione a fronte dell'incremento delle quantità prodotte e realizzati in buona parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione;
 - agli effetti dell'incremento delle operazioni di trading su certificati ambientali.
- > all'incremento dei ricavi, pari a 47, sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto dell'andamento dei prezzi di vendita che ha più che compensato il decremento delle quantità vendute;
- > un incremento dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto delle maggiori quantità trasportate e dell'aumento dei ricavi per contributi di connessione.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	262	(36)	298	-
Infrastrutture e Reti	464	446	18	4,0%
Mercati finali	237	376	(139)	-37,0%
Servizi	29	5	24	-
Totale	992	791	201	25,4%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 992 milioni di euro, in incremento di 201 milioni di euro (+25,4 %) rispetto all'analogo periodo del 2014, a seguito di:

- > maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 298 milioni di euro, prevalentemente connesso:
 - al miglioramento del margine di generazione, sostanzialmente riferibile agli effetti derivanti dalle attività di negoziazione di certificati ambientali e alle maggiori quantità prodotte;
 - agli effetti positivi netti di alcune variazioni regolatorie, tra cui quelle relative ai canoni per sfruttamento delle acque e alle imposte indirette sulla generazione nucleare;
- > un lieve incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 18 milioni di euro, con un andamento sostanzialmente in linea rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente;
- > del peggioramento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto del calo del margine sulle vendite di energia elettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	78	(264)	342	-
Infrastrutture e Reti	278	256	22	8,6%
Mercati finali	194	350	(156)	-44,6%
Servizi	27	(8)	35	-
Totale	577	334	243	72,8%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 415 milioni di euro, è pari a 577 milioni di euro ed evidenza, rispetto allo stesso periodo del 2014, un incremento di 243 milioni di euro.

Risultati primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	3.041	2.301	740	32,2%
Infrastrutture e Reti	1.309	1.276	33	2,6%
Mercati finali	7.924	7.746	178	2,3%
Servizi	113	117	(4)	-3,4%
Elisioni e rettifiche	(2.188)	(1.537)	(651)	-42,4%
Totale	10.199	9.903	296	3,0%

I **ricavi** del primo semestre 2015 registrano un incremento di 296 milioni di euro, per effetto di:

- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 740 milioni di euro, prevalentemente connessi:
 - ai maggiori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione per 513 milioni di euro a fronte dell'incremento delle quantità prodotte in un contesto di prezzi medi di vendita crescenti; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione;
 - all'incremento dei ricavi da vendita e di misurazione a fair value di certificati ambientali per 183 milioni di euro.
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** per 178 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'andamento dei prezzi di vendita che ha più che compensato il decremento delle quantità vendute;
- > un incremento di 33 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto delle maggiori quantità trasportate e dell'aumento dei ricavi per contributi di connessione.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	655	33	622	-
Infrastrutture e Reti	906	882	24	2,7%
Mercati finali	390	761	(371)	-48,8%
Servizi	18	21	(3)	-14,3%
Totale	1.969	1.697	272	16,0%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.969 milioni di euro, con un incremento di 272 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2014, a seguito di:

- > un maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 622 milioni di euro, prevalentemente connesso:
 - al miglioramento del margine di generazione, sostanzialmente riferibile all'incremento dei prezzi medi di vendita;
 - agli effetti positivi netti di alcune variazioni regolatorie, tra cui quelle relative ai canoni per sfruttamento delle acque, alle tasse indirette sulla generazione nucleare e alla mancata applicazione delle imposte sulla generazione sul territorio extrapeninsulare;
 - alla miglior marginalità sui certificati ambientali per 186 milioni di euro.
- > un lieve incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 24 milioni di euro;

- > del peggioramento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto del calo del margine sulle vendite di energia elettrica che è penalizzato dai maggiori costi di approvvigionamento dell'energia, solo parzialmente compensato dal miglioramento del margine sulle vendite di gas naturale.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	291	(428)	719	-
Infrastrutture e Reti	537	514	23	4,5%
Mercati finali	319	705	(386)	-54,8%
Servizi	12	(1)	13	-
Totale	1.159	790	369	46,7%

Il **risultato operativo** del primo semestre I 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 810 milioni di euro (907 milioni di euro nel primo semestre 2014) è pari a 1.159 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014, un incremento di 369 milioni di euro. La riduzione degli ammortamenti e perdite di valore trova sostanzialmente riscontro nell'allungamento della vita utile di alcuni impianti di generazione, effettuato a fine 2014, e delle minori perdite di valore su crediti commerciali rilevati nel primo semestre 2015 rispetto all'analogo periodo del 2014.

Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	99	98	1	1,0%
Infrastrutture e Reti	241	210	31	14,8%
Mercati finali	10	10	-	-
Servizi	6	9	(3)	-33,3%
Totale	356	327	29	8,9%

Gli **investimenti** ammontano a 356 milioni di euro con un incremento di 29 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre del 2015 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (227 milioni di euro), in particolare per sub stazioni e trasformatori, interventi sulla linea e sostituzione degli apparati di misurazione.

America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre		Milioni di kWh				1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni		
6.620	6.995	(375)	-5,4%	Termoelettrica	13.729	13.502	227	1,7%	
7.636	7.426	210	2,8%	Idroelettrica	15.368	14.838	530	3,6%	
35	31	4	12,9%	Altre fonti	57	70	(13)	-18,6%	
14.291	14.452	(161)	-1,1%	Totale produzione netta	29.154	28.410	744	2,6%	
3.469	3.775	(306)	-8,1%	- di cui Argentina	7.409	7.155	254	3,5%	
849	1.090	(241)	-22,1%	- di cui Brasile	2.056	2.473	(417)	-16,9%	
4.419	4.104	315	7,7%	- di cui Cile	8.691	8.166	525	6,4%	
3.446	3.139	307	9,8%	- di cui Colombia	6.642	6.113	529	8,7%	
2.108	2.344	(236)	-10,1%	- di cui Perù	4.356	4.503	(147)	-3,3%	

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2015 è pari a 29.154 milioni di kWh, con un incremento di 744 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014, principalmente a seguito della maggiore produzione degli impianti termoelettrici in Cile ed Argentina, conseguente ad alcune attività di manutenzione effettuate nel primo semestre 2014. A tale effetto si associa la maggior produzione idroelettrica, particolarmente concentrata in Colombia e Perù a seguito delle migliori condizioni di idraulicità del periodo, solo parzialmente compensata dalla minore produzione in Brasile per effetto della perdurante siccità. Nel secondo semestre 2015 la produzione netta è pari a 14.291 milioni di kWh con una riduzione di 161 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014.

Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre		Milioni di kWh				1° semestre						
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni					
482	6,9%	482	6,7%	-	-	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	761	5,3%	787	5,6%	(26)	-3,3%
4.821	69,5%	5.319	73,5%	(498)	-9,4%	Gas naturale	10.928	76,5%	10.876	77,9%	52	0,5%
767	11,1%	698	9,6%	69	9,9%	Carbone	1.341	9,4%	1.416	10,2%	(75)	-5,3%
866	12,5%	735	10,2%	131	17,8%	Altri combustibili	1.259	8,8%	877	6,3%	382	43,6%
6.936	100,0%	7.234	100,0%	(298)	-4,1%	Totale	14.289	100,0%	13.956	100,0%	333	2,4%

La produzione termica lorda nel primo semestre 2015 è pari a 14.289 milioni di kWh e registra un incremento di 333 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo precedente sostanzialmente a seguito della maggiore produzione degli impianti tradizionali ad olio e gas in Cile. Nel secondo trimestre 2015 la produzione termica lorda si riduce di 298 milioni di kWh rispetto al secondo trimestre 2014, sostanzialmente per effetto della minore produzione di gas naturale in Perù.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
19.013	19.040	(27)	-0,1%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	39.008	38.376	632	1,6%
4.471	4.442	29	0,7%	- di cui Argentina	9.228	8.918	310	3,5%
5.437	5.448	(11)	-0,2%	- di cui Brasile	11.436	11.322	114	1,0%
3.799	3.971	(171)	-4,3%	- di cui Cile	7.717	7.760	(43)	-0,6%
3.400	3.353	48	1,4%	- di cui Colombia	6.798	6.700	98	1,5%
1.905	1.827	78	4,2%	- di cui Perù	3.829	3.676	153	4,2%

(1) Il dato del 2014 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata, nel primo semestre 2015, è pari a 39.008 milioni di kWh (19.013 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015) e registra un incremento, pari a 632 milioni di kWh (-27 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015).

Vendita di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
1.480	1.308	172	13,1%	Mercato libero	3.080	2.944	136	4,6%
14.039	14.181	(142)	-1,0%	Mercato regolato	28.735	28.339	396	1,4%
15.519	15.488	31	0,2%	Totale	31.815	31.283	532	1,7%
3.720	3.699	21	0,6%	- di cui Argentina	7.687	7.391	296	4,0%
4.754	4.754	-	-	- di cui Brasile	10.025	9.904	121	1,2%
3.244	3.324	(80)	-2,4%	- di cui Cile	6.519	6.596	(77)	-1,2%
2.091	2.043	48	2,3%	- di cui Colombia	4.155	4.029	126	3,1%
1.711	1.668	43	2,6%	- di cui Perù	3.430	3.363	67	2,0%

L'energia venduta nel primo semestre 2015 ammonta a 31.815 milioni di kWh (15.519 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015) e registra un incremento di 532 milioni di kWh (+31 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015).

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
2.736	2.407	329	13,7%	Ricavi	5.406	4.492	914	20,3%
701	702	(1)	-0,1%	Margine operativo lordo	1.437	1.254	183	14,6%
457	470	(13)	-2,8%	Risultato operativo	948	804	144	17,9%
				Investimenti	791	519	272	52,4%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2015.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	251	194	57	29,4%
Brasile	793	711	82	11,5%
Cile	839	677	162	23,9%
Colombia	545	563	(18)	-3,2%
Perù	308	262	46	17,6%
Totale	2.736	2.407	329	13,7%

I *ricavi* del secondo trimestre 2015 registrano un incremento di 329 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 57 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti della Resolución n. 32/2015 attraverso la quale il regolatore ha riconosciuto alle società di distribuzione un quadro tariffario teorico che consente il recupero dei maggiori costi operativi di remunerazione del personale sostenuti per mantenere in funzionamento il servizio, nonché ulteriori contributi relativi al programma PUREE e al MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos);
- > aumento dei ricavi in Brasile per 82 milioni di euro, per effetto dei maggiori volumi e prezzi di vendita, questi ultimi anche a seguito delle revisioni tariffarie effettuate nella seconda parte dell'anno precedente;
- > incremento dei ricavi in Cile per 162 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'andamento favorevole dei tassi di cambio tra la moneta locale e l'euro, dell'incremento della tariffa nel mercato regolato, nonché del consolidamento integrale di Inversiones Gas Atacama a seguito dell'acquisizione (avvenuta in data 22 aprile 2014) di un'ulteriore quota del 50% che ha consentito di acquisirne il controllo;
- > minori ricavi in Colombia per 18 milioni di euro, in particolare per effetto dei maggiori prezzi di vendita dell'energia prodotta nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente a seguito delle aspettative circa i cambiamenti climatici dovuti al Niño;
- > incremento dei ricavi in Perù per 46 milioni di euro, principalmente per effetto del tasso di cambio e delle maggiori quantità trasportate e vendute.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	31	47	(16)	-34,0%
Brasile	113	123	(10)	-8,1%
Cile	167	137	30	21,9%
Colombia	266	287	(21)	-7,3%
Perù	124	108	16	14,8%
Totale	701	702	(1)	-0,1%

Il *margine operativo lordo* ammonta a 701 milioni di euro, con un decremento di 1 milioni di euro (-0,1%) rispetto all'analogo periodo del 2014, a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Argentina per 16 milioni di euro, per effetto della citata Resolución n. 32/2015 i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi, ed in particolare quelli relativi al personale a seguito di un adeguamento contrattuale;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 30 milioni di euro, a seguito del consolidamento di Inversiones Gas Atacama e del miglior margine della generazione;
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 16 milioni di euro, principalmente connesso all'andamento dei tassi di cambio;
- > una riduzione del margine in Colombia per 21 milioni di euro, dove le maggiori quantità vendute hanno generato minori margini rispetto al secondo trimestre 2014 per il sopracitato effetto sui prezzi di vendita;
- > una riduzione del margine in Brasile per 10 milioni di euro, che risente delle condizioni di siccità che hanno sfavorito la generazione da fonte idroelettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	15	35	(20)	-57,1%
Brasile	17	14	3	21,4%
Cile	109	97	12	12,4%
Colombia	225	244	(19)	-7,8%
Perù	91	80	11	13,8%
Totale	457	470	(13)	-2,8%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 244 milioni di euro (232 milioni di euro nel secondo trimestre 2014) è pari a 457 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014 un decremento di 13 milioni di euro. I maggiori ammortamenti e perdite di valore sono relativi sia all'effetto della variazione dei tassi di cambio, sia all'entrata in esercizio di alcuni impianti e infrastrutture di rete.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	557	319	238	74,6%
Brasile	1.544	1.372	172	12,5%
Cile	1.656	1.278	378	29,6%
Colombia	1.051	1.015	36	3,5%
Perù	598	508	90	17,7%
Totale	5.406	4.492	914	20,3%

I **ricavi** del primo semestre 2015 registrano un incremento di 914 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 238 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti della Resolución n. 32/2015 attraverso la quale il regolatore ha riconosciuto alle società di distribuzione un quadro tariffario teorico che consente il recupero dei maggiori costi operativi di remunerazione del

personale sostenuti per mantenere in funzionamento il servizio, nonché ulteriori contributi relativi al programma PUREE e al MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos);

- > un aumento dei ricavi in Brasile per 172 milioni di euro, per effetto dei maggiori volumi e prezzi di vendita, questi ultimi anche a seguito delle revisioni tariffarie effettuate nella seconda parte dell'anno precedente;
- > un incremento dei ricavi in Cile per 378 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'andamento favorevole dei tassi di cambio tra la moneta locale e l'euro, dell'incremento della tariffa nel mercato regolato, nonché del consolidamento integrale di Inversiones Gas Atacama a seguito dell'acquisizione (avvenuta il 22 aprile 2014) di un'ulteriore quota del 50% che ha consentito di acquisirne il controllo;
- > maggiori ricavi in Colombia per 36 milioni di euro, a seguito dell'incremento delle quantità generate e vendute;
- > incremento dei ricavi in Perù per 90 milioni di euro, principalmente per effetto del tasso di cambio e delle maggiori quantità trasportate e vendute.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre				
	2015	2014 restated	Variazioni		
Argentina	98	(12)	110	-	
Brasile	285	309	(24)	-7,8%	
Cile	313	228	85	37,3%	
Colombia	502	522	(20)	-3,8%	
Perù	239	207	32	15,5%	
Totale	1.437	1.254	183	14,6%	

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.437 milioni di euro, con un incremento di 183 milioni di euro (+14,6%) rispetto all'analogo periodo del 2014 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 110 milioni di euro, per effetto della citata Resolución n. 32/2015 i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi, ed in particolare quelli relativi al personale a seguito di un adeguamento contrattuale e dall'incremento delle consistenze medie;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 85 milioni di euro, a seguito del consolidamento di Inversiones Gas Atacama e del miglior margine di distribuzione nonché per effetto dell'apprezzamento della valuta locale rispetto all'euro;
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 32 milioni di euro, principalmente connesso ai maggiori prezzi medi di vendita, che risentono anche dell'andamento dei tassi di cambio;
- > una riduzione del margine in Colombia per 20 milioni di euro, dove l'effetto positivo delle maggiori quantità generate e distribuite è stato quasi interamente assorbito dall'introduzione nel 2015 di una nuova imposta sulla ricchezza (per 21 milioni di euro) e dall'effetto cambi (negativo per 16 milioni di euro);
- > una riduzione del margine in Brasile per 24 milioni di euro, che risente delle condizioni di siccità che hanno comportato un incremento dei prezzi dell'energia elettrica che ha sfavorito le società di distribuzione e commercializzazione della stessa.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	66	(36)	102	-
Brasile	89	106	(17)	-16,0%
Cile	199	145	54	37,2%
Colombia	421	439	(18)	-4,1%
Perù	173	150	23	15,3%
Totale	948	804	144	17,9%

Il *risultato operativo* del primo semestre 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 489 milioni di euro (450 milioni di euro nel primo semestre 2014) è pari a 948 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2014 un incremento di 144 milioni di euro. I maggiori ammortamenti e perdite di valore sono relativi sia all'effetto della variazione dei tassi di cambio, sia all'entrata in esercizio di alcuni impianti e infrastrutture di rete.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Argentina	186	83	103	-
Brasile	156	126	30	23,8%
Cile	124	91	33	36,3%
Colombia	247	165	82	49,7%
Perù	78	54	24	44,4%
Totale	791	519	272	52,4%

Gli *investimenti* ammontano a 791 milioni di euro con un incremento di 272 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2015 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione argentina, oltreché agli interventi sulle centrali termiche argentine, in particolare quella di Dock Sud e per la realizzazione di quella idroelettrica di El Quimbo in Colombia.

Europa dell'Est

Dati operativi

Produzione netta di energia

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2015	2014	Variazioni						2015	2014	Variazioni	
10.298	10.090	208	2,1%	Termoelettrica				21.935	21.207	728	3,4%
3.061	3.218	(157)	-4,9%	Nucleare				6.773	7.050	(277)	-3,9%
714	1.026	(312)	-30,4%	Idroelettrica				1.763	1.897	(134)	-7,1%
4	7	(3)	-42,9 %	Altre fonti				16	28	(12)	-42,9%
14.077	14.341	(264)	-1,8%	Totale produzione netta				30.487	30.182	305	1,0%
9.780	9.703	77	0,8%	- di cui Russia				20.587	20.342	245	1,2%
4.173	4.638	(465)	-10,0%	- di cui Slovacchia				9.464	9.840	(376)	-3,8%
124	-	124	-	- di cui Belgio				436	-	436	-

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo semestre 2015 è pari a 30.487 milioni di kWh, con un incremento di 305 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale variazione è principalmente riferibile alla produzione registrata in Belgio dall'impianto termoelettrico di Marcinelle Energie (+436 milioni di kWh), gestito fino alla fine del 2014 dalla Country Italia attraverso un tolling agreement e ora incluso nella Region Europa dell'Est. A tale componente si aggiunge la maggior produzione effettuata dagli impianti termoelettrici russi, i cui effetti stato sono stati solo in parte compensati dal calo della generazione in Slovacchia sia da fonte nucleare che idroelettrica, quest'ultima anche per effetto della chiusura anticipata del contratto di gestione della centrale di Gabčíkovo. Analoghi andamenti si rilevano per quanto riguarda il secondo trimestre 2015.

Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre					
2015	2014	Variazioni						2015	2014	Variazioni			
-	-	34	0,2%	(34)	-	Olio combustibile pesante (S>0,25%)		-	-	68	0,2%	(68)	-
5.457	38,4%	5.381	38,1%	76	1,4%	Gas naturale		12.371	40,6%	11.529	38,4%	842	7,3%
5.447	38,4%	5.259	37,2%	188	3,6%	Carbone		10.845	35,5%	10.822	36,1%	23	0,2%
3.300	23,2%	3.466	24,5%	(166)	-4,8%	Combustibile nucleare		7.285	23,9%	7.579	25,3%	(294)	-3,9%
14.204	100,0%	14.140	100,0%	64	0,5%	Totale		30.501	100,0%	29.998	100,0%	503	1,7%

La produzione termica lorda del primo semestre 2015 ha fatto registrare un incremento di 503 milioni di kWh, attestandosi a 30.501 milioni di kWh con una variazione che ha riguardato quasi esclusivamente la produzione da gas naturale in Russia e Belgio. L'incremento del secondo trimestre 2015 è invece da attribuire ai maggiori contributi derivanti da carbone e gas naturale.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2015	2014	Variazioni						2015	2014	Variazioni	
3.455	3.323	132	4,0%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel				7.199	6.887	312	4,5%

L'energia trasportata dalla Region, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 312 milioni di kWh (+4,5%), passando da 6.887 milioni di kWh a 7.199 milioni di kWh nel primo semestre 2015. L'incremento deriva principalmente dalla crescita della domanda e dai nuovi allacci effettuati.

Vendita di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
2.483	2.534	(51)	-2,0%	Mercato libero	5.240	5.083	157	3,1%
1.243	1.393	(150)	-10,8%	Mercato regolato	2.729	3.109	(380)	-12,2%
3.726	3.927	(201)	-5,1%	Totale	7.969	8.192	(223)	-2,7%
1.778	1.907	(129)	-6,8%	- di cui Romania	3.889	4.137	(248)	-6,0%
966	872	94	10,8%	- di cui Francia	2.032	1.765	267	15,1%
982	1.148	(166)	-14,5%	- di cui Slovacchia	2.048	2.290	(242)	-10,6%

Le vendite di energia effettuate nel primo semestre 2015 registrano un decremento di 223 milioni di kWh passando da 8.192 milioni di kWh a 7.969 milioni di kWh. Tale decremento è riferibile:

- > al decremento delle vendite nel mercato rumeno per 248 milioni di kWh, principalmente attribuibile alla progressiva liberalizzazione del mercato;
- > alle maggiori quantità vendute in Francia per 267 milioni di kWh;
- > alla diminuzione delle vendite registrate in Slovacchia per 242 milioni di kWh.

Lo stesso andamento trova riscontro anche nel secondo trimestre 2015.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni	
1.135	1.258	(123)	-9,8%	Ricavi	2.374	2.631	(257)	-9,8%
159	225	(66)	-29,3%	Margine operativo lordo	392	507	(115)	-22,7%
72	121	(49)	-40,5%	Risultato operativo	211	315	(104)	-33,0%
				Investimenti	85 ⁽¹⁾	422	(337)	-79,9%

(2) Il dato non include 254 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2015.

Risultati economici secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	232	240	(8)	-3,3%
Russia	273	358	(85)	-23,7%
Slovacchia	561	597	(36)	-6,0%
Altri paesi	69	63	6	9,5%
Totale	1.135	1.258	(123)	-9,8%

I *ricavi* del secondo trimestre 2015 risultano pari a 1.135 milioni di euro con un decremento di 123 milioni di euro (-9,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > al decremento dei ricavi in Romania per 8 milioni di euro, essenzialmente riferibile al processo di liberalizzazione per i clienti business che ha comportato minori volumi di vendite e minori prezzi praticati. Tale decremento è stato solo in parte compensato dai maggiori ricavi derivanti dalla distribuzione di energia elettrica;
- > ai minori ricavi in Russia per 85 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto cambi;
- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 36 milioni di euro, sostanzialmente riferibile al calo dei prezzi praticati e alle minori quantità vendute;
- > all'aumento dei ricavi in Francia e Belgio.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	74	82	(8)	-9,8%
Russia	29	84	(55)	-65,5%
Slovacchia	64	66	(2)	-3,0%
Altri paesi	(8)	(7)	(1)	-14,3%
Totale	159	225	(66)	-29,3%

Il *margine operativo lordo* ammonta a 159 milioni di euro, registrando un decremento di 66 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2014. Tale andamento è principalmente relativo:

- > al decremento del margine operativo lordo in Russia per 55 milioni di euro, prevalentemente per effetto della leggera riduzione dei prezzi di vendita di energia elettrica;
- > alla diminuzione del margine operativo lordo in Romania per 8 di euro, per effetto del calo dei prezzi.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	46	55	(9)	-16,4%
Russia	(4)	45	(49)	-
Slovacchia	39	29	10	34,5%
Altri paesi	(9)	(8)	(1)	-12,5%
Totale	72	121	(49)	-40,5%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2015 è pari a 72 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2014, un decremento di 49 milioni di euro (-40,5%) tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 17 milioni di euro.

Risultati economici primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	497	515	(18)	-3,5%
Russia	547	767	(220)	-28,7%
Slovacchia	1.172	1.217	(45)	-3,7%
Altri paesi	158	132	26	19,7%
Totale	2.374	2.631	(257)	-9,8%

I **ricavi** del primo semestre 2015 risultano pari a 2.374 milioni di euro con un decremento di 257 milioni di euro (-9,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > al decremento dei ricavi in Romania per 18 milioni di euro, essenzialmente riferibile al processo di liberalizzazione dei clienti business del mercato che ha comportato minori volumi di vendite. Tale decremento è stato solo in parte compensato dai maggiori ricavi derivanti dalle società di distribuzione dell'energia elettrica a fronte di maggiori connessioni effettuate e dell'incremento delle quantità vettorate;
- > ai minori ricavi in Russia per 220 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (187 milioni di euro) a cui si associa un calo dei prezzi dell'elettricità;
- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 45 milioni di euro, da attribuire al calo dei prezzi praticati e alle minori quantità vendute che riflettono la riduzione della generazione da fonte nucleare nonché la chiusura del contratto della centrale di Gabčíkovo.
- > all'aumento dei ricavi in Francia e Belgio, rispettivamente per 6 e 20 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	138	147	(9)	-6,1%
Russia	95	186	(91)	-48,9%
Slovacchia	167	186	(19)	-10,2%
Altri paesi	(8)	(12)	4	-33,3%
Totale	392	507	(115)	-22,7%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 392 milioni di euro, registrando un decremento di 115 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014. Tale andamento è principalmente relativo:

- > ad un decremento del margine operativo lordo in Russia per 91 milioni di euro, prevalentemente per effetto della riduzione del margine di generazione che sconta un calo dei prezzi di vendita e un contestuale maggior costo di approvvigionamento dei combustibili, oltre al già citato effetto cambio che ha comportato un calo del margine per 33 milioni di euro;
- > alla diminuzione del margine operativo lordo in Slovacchia per 19 di euro, per effetto del calo dei prezzi e delle minori quantità vendute, solo in parte compensato dai risultati positivi ottenuti con le attività di trading dei derivati su commodity;
- > ad una riduzione del margine rilevata in Romania per 9 milioni di euro, quasi interamente attribuibile alle attività di commercializzazione dell'energia elettrica.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	83	105	(22)	-21,0%
Russia	34	111	(77)	-69,4%
Slovacchia	104	110	(6)	-5,5%
Altri paesi	(10)	(11)	1	-9,1%
Totale	211	315	(104)	-33,0%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2015 è pari a 211 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2014, un decremento di 104 milioni di euro (-33,0%) tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 11 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Romania	42	38	4	10,5%
Russia	43	91	(48)	-52,7%
Slovacchia	- ⁽¹⁾	293	(293)	-
Totale	85	422	(337)	-79,9%

(1) Il dato non include 254 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli *investimenti* ammontano a 85 milioni di euro, in diminuzione di 337 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è da attribuire ai maggiori costi sostenuti in Russia nel 2014 per ripristinare il funzionamento della centrale a ciclo combinato di Sredneurskay dopo il blocco avvenuto alla fine del 2013 e alla classificazione, tra le attività possedute per la vendita, di Slovenské elektrárne. Senza considerare tale diversa classificazione, gli investimenti avrebbero registrato un calo di 83 milioni di euro, di cui 39 milioni di euro riferiti agli impianti slovacchi ed in particolare per il progetto della centrale nucleare di Mochovce.

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre		Milioni di kWh				1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni		
3.112	3.174	(62)	-2,0%	Idroelettrica	5.787	6.008	(221)	-3,7%	
1.531	1.484	47	3,2%	Geotermoelettrica	3.084	2.943	141	4,8%	
3.659	3.268	391	12,0%	Eolica	7.912	7.310	602	8,2%	
225	124	101	81,5%	Altre fonti	414	210	204	97,1%	
8.527	8.050	477	5,9%	Totale	17.197	16.471	726	4,4%	
3.742	3.901	(159)	-4,1%	- di cui Italia	7.115	7.462	(347)	-4,7%	
1.026	963	63	6,5%	- di cui Penisola iberica	2.317	2.492	(175)	-7,0%	
-	80	(80)	-	- di cui Francia	-	210	(210)	0,0%	
130	125	5	4,0%	- di cui Grecia	282	260	22	8,5%	
331	278	53	19,1%	- di cui Romania e Bulgaria	791	651	140	21,5%	
1.797	1.840	(43)	-2,3%	- di cui Stati Uniti e Canada	3.582	3.524	58	1,6%	
844	508	336	66,1%	- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	1.888	1.204	684	56,8%	
652	355	297	83,7%	- di cui Brasile e Cile	1.213	668	545	81,6%	
5	-	5	-	- di cui altri paesi	9	-	9	-	

La produzione netta della Divisione è pari nel primo semestre 2015 a 17.197 milioni di kWh (8.527 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015), con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2014 di 726 milioni di kWh (+477 milioni di kWh nel secondo trimestre 2015). Tale incremento è attribuibile alla maggiore generazione all'estero per 1.073 milioni di kWh, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica (+840 milioni di kWh) in America Latina e Nord America a seguito della maggiore capacità installata, e delle maggiori quantità generate da fonte idroelettrica nella Repubblica di Panama (+491 milioni di kWh) a seguito della maggiore disponibilità di risorse idriche. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte eolica nella Penisola iberica (-196 milioni di kWh), nonché dalla variazione di perimetro conseguente alla cessione delle attività in Francia, effettuata a fine 2014 (-210 milioni di kWh).

La produzione netta di energia elettrica in Italia nel primo semestre 2015 registra un decremento di 347 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2014, risentendo principalmente della minore produzione da fonte idroelettrica (-528 milioni di kWh) causata da condizioni di idraulicità più sfavorevoli. Tale decremento è stato parzialmente compensato dall'incremento della produzione da fonte geotermica (+151 milioni di kWh) a seguito della maggiore capacità installata.

Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2015.

Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro			1° semestre		
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni
781	663	118	17,8%	Ricavi	1.593	1.365	228 16,7%
542	408	134	32,8%	Margine operativo lordo	1.078	889	189 21,3%
327	272	55	20,2%	Risultato operativo	697	618	79 12,8%
				Investimenti	973	641	332 51,8%

Nella seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2015.

Risultati economici secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	488	420	68	16,2%
America Latina	157	135	22	16,3%
Nord America	136	108	28	25,9%
Totale	781	663	118	17,8%

I *ricavi* del secondo trimestre 2015 ammontano a 781 milioni di euro, con un incremento di 118 milioni di euro (+17,8%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > ad un incremento dei ricavi in Europa per 68 milioni di euro, da riferirsi principalmente all'acquisizione del controllo di 3Sun;
- > ai maggiori ricavi in Nord America e in America Latina, rispettivamente per 28 milioni di euro e 22 milioni di euro, principalmente per effetto della maggiore capacità installata.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	363	305	58	19,0%
America Latina	79	23	56	-
Nord America	100	80	20	25,0%
Totale	542	408	134	32,8%

Il *margine operativo lordo* ammonta, nel secondo trimestre 2015, a 542 milioni di euro, in incremento di 134 milioni di euro (+32,8%) rispetto all'analogo periodo del 2014. Tale incremento è riferibile:

- > al maggior margine realizzato in Europa per 58 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del citato incremento dei ricavi solo parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi;
- > all'incremento del margine in America Latina per 56 milioni di euro a seguito della crescita dei ricavi e della riduzione dei costi di acquisto di energia elettrica in Panama e Brasile, parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi in Brasile, Cile e Messico;
- > ad un incremento del margine realizzato in Nord America per 20 milioni di euro a seguito dei maggiori ricavi solo parzialmente compensati dai maggiori costi di generazione operativi connessi alla maggiore capacità installata.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	242	206	36	17,5%
America Latina	40	11	29	-
Nord America	45	55	(10)	-18,2%
Totale	327	272	55	20,2%

Il **risultato operativo**, pari a 327 milioni di euro, registra un incremento di 55 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 79 milioni di euro.

Risultati economici primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	1.002	902	100	11,1%
America Latina	321	263	58	22,1%
Nord America	270	200	70	35,0%
Totale	1.593	1.365	228	16,7%

I **ricavi** del primo semestre 2015 si attestano a 1.593 milioni di euro con un incremento di 228 milioni di euro (+16,7%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ad un incremento dei ricavi in Europa per 100 milioni di euro, sostanzialmente a seguito degli effetti positivi derivanti dall'acquisizione del controllo di 3Sun (132 milioni di euro, a titolo di negative goodwill e di rimisurazione a fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo antecedentemente all'acquisizione del controllo) e all'iscrizione di un indennizzo previsto dagli accordi con STM (12 milioni di euro) che ha più che compensato il decremento dei ricavi per vendita di energia in Italia per effetto della minore produzione idroelettrica e la variazione di perimetro conseguente alla cessione di EGP France avvenuta a dicembre 2014;
- > ai maggiori ricavi in America Latina per 58 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 34 milioni di euro) da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte in Brasile, Cile e Repubblica di Panama (per complessivi 51 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 70 milioni di euro, principalmente connessi, oltre che all'effetto positivo derivante dal rafforzamento del dollaro statunitense nei confronti dell'euro, alle maggiori quantità prodotte, ai maggiori ricavi per tax partnership e all'incremento degli altri ricavi relativi all'effetto della cessione di alcuni asset.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	718	659	59	9,0%
America Latina	166	85	81	95,3%
Nord America	194	145	49	33,8%
Totale	1.078	889	189	21,3%

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2015 ammonta a 1.078 milioni di euro, in incremento di 189 milioni di euro (+21,3%) rispetto al primo semestre 2014; tale incremento è riferibile:

- > al maggior margine realizzato in Europa per 59 milioni di euro, prevalentemente a seguito dell'effetto delle operazioni di business combination, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dal calo del margine di generazione e della variazione di perimetro relativa agli asset francesi;
- > al maggior margine in America Latina per 81 milioni di euro, per effetto del citato incremento dei ricavi e del decremento dei costi operativi connessi all'acquisto di energia in Panama e Brasile, parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi collegati alla maggiore capacità installata in Brasile, Cile e Messico;
- > al margine del Nord America in aumento di 49 milioni di euro, correlato ai maggiori ricavi solo parzialmente compensati dai maggiori costi del personale e operativi connessi alla maggiore capacità installata.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	494	461	33	7,2%
America Latina	107	61	46	75,4%
Nord America	96	96	-	-
Totale	697	618	79	12,8%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2015, pari a 697 milioni di euro, registra un incremento di 79 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 110 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Europa	276	153	123	80,4%
America Latina	569	374	195	52,1%
Nord America	128	114	14	12,3%
Totale	973	641	332	51,8%

Gli **investimenti** del primo semestre 2015 ammontano a 973 milioni di euro in incremento di 332 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente ad impianti eolici in Brasile e Cile (293 milioni di euro), in Nord America (118 milioni di euro) e in Sudafrica (75 milioni di euro), ad impianti fotovoltaici in Cile (109 milioni di euro) e in Sudafrica (64 milioni di euro) e ad impianti idroelettrici in Brasile e Costa Rica (118 milioni di euro).

Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro		1° semestre		
2015	2014 restated	Variazioni			2015	2014 restated	Variazioni
137	159	(22) -13,8%	Ricavi (al netto delle elisioni)		284	390	(106) -27,2%
(42)	(30)	(12) -40,0%	Margine operativo lordo		(52)	51	(103) -
(49)	(38)	(11) -28,9%	Risultato operativo		(65)	36	(101) -
			Investimenti		16	6	10 -

Risultati economici secondo trimestre

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del secondo trimestre 2015 risultano pari a 137 milioni di euro, con un decremento di 22 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-13,8%) riferibile essenzialmente a minori ricavi per servizi di supporto e staff e per servizi di riassicurazione.

Il **margine operativo lordo** del secondo trimestre 2015, negativo per 42 milioni di euro, è diminuzione di 12 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014.

Il **risultato operativo**, negativo per 49 milioni di euro, risulta in decremento di 11 milioni di euro rispetto al valore registrato nel secondo trimestre 2014, a fronte di minori ammortamenti e perdite di valore per 1 milioni di euro.

Risultati economici primo semestre

I **ricavi** del primo semestre 2015, al netto delle elisioni, risultano pari a 284 milioni di euro con un decremento di 106 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (-27,2%). Se si esclude da tale variazione il provento, pari a 82 milioni di euro, derivante dall'adeguamento prezzo rilevato nel primo trimestre del 2014 sulla cessione di Artic Russia, avvenuta nel 2013, ed effettuato in base alla clausola di earn-out prevista negli accordi contrattuali con l'acquirente della società, i ricavi sono in calo di 24 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014. Tale ultimo decremento è essenzialmente riferibile a:

- > minori ricavi per 12 milioni di euro correlati alle attività di supporto e staff della Holding prestati alle altre società del Gruppo, che risentono sia del cambiamento nel modello organizzativo adottato, sia del nuovo meccanismo di remunerazione delle attività della stessa;
- > minori ricavi per servizi assicurativi e di Information e Communication Technology per complessivi 14 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2015, negativo per 52 milioni di euro, registra un decremento di 103 milioni di euro essenzialmente per effetto del sopracitato adeguamento prezzo. Escludendo tale provento, il margine operativo lordo risulta in diminuzione di 21 milioni di euro rispetto al valore rilevato nel primo semestre del 2014. Tale andamento risente di alcuni conguagli relativi all'esercizio precedente per quanto riguarda i servizi di staff e supporto forniti dalla Holding.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2015, è negativo per 65 milioni di euro e registra un decremento di 101 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 2 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo semestre 2015 ammontano a 16 milioni di euro, con un incremento di 10 milioni di euro rispetto al valore registrato nel primo semestre 2014.

Fatti di rilievo del primo semestre 2015

Enel Green Power estende l'accordo quadro con Vestas per lo sviluppo di ulteriore capacità eolica in USA

In data 12 gennaio 2015 Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc. (EGP-NA), ha esteso l'accordo quadro finalizzato allo sviluppo di impianti eolici in USA sottoscritto con Vestas alla fine del 2013 e che prevedeva la fornitura da parte della società danese di turbine eoliche che hanno sostenuto e continueranno a supportare il successo della crescita di EGP-NA negli Stati Uniti. La capacità ancora da sviluppare prevista dall'accordo originario, unitamente a quella inclusa nell'estensione, consentirà a EGP-NA la qualificazione per i "Federal Production Tax Credits" (PTC) di futuri progetti eolici fino a circa 1 GW di capacità complessiva.

Autorizzazione all'emissione di nuovi prestiti obbligazionari fino a un massimo di 1 miliardo di euro al servizio di offerte di scambio con prestiti in circolazione

In data 26 gennaio 2015, il CdA ha inoltre deliberato una nuova autorizzazione all'emissione, entro il 31 dicembre 2015, di uno o più prestiti obbligazionari, per un importo complessivo massimo in linea capitale pari al controvalore di 1 miliardo di euro.

Tale autorizzazione è finalizzata all'effettuazione di nuove emissioni obbligazionarie da parte di Enel a servizio di eventuali offerte di scambio con prestiti obbligazionari già emessi dalla Società stessa nell'ambito del Global Medium Term Notes Programme, con la finalità di ottimizzare la struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel e di cogliere le opportunità che dovessero presentarsi sui mercati finanziari internazionali.

Scambio tra obbligazioni proprie e obbligazioni di nuova emissione

In data 27 gennaio 2015, Enel Finance International ("EFI"), il cui capitale è interamente posseduto da Enel SpA, a seguito di un'offerta di scambio non vincolante promossa da EFI dal 14 al 21 gennaio 2015, ha acquistato obbligazioni emesse dalla stessa e garantite da Enel per un ammontare complessivo pari a 1.429 milioni di euro. Il corrispettivo di tale acquisto è costituito: (i) da obbligazioni senior a tasso fisso e con taglio minimo pari ad euro 100.000 (e multipli di euro 1.000), che sono state emesse da EFI (nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie di EFI ed Enel, cosiddetto Global Medium Term Note Programme) e garantite da Enel, per un ammontare complessivo in linea capitale pari a 1.463 milioni di euro e (ii) da una componente in denaro per un ammontare complessivo pari a 194 milioni di euro.

L'operazione è stata effettuata nel contesto di un programma di ottimizzazione della gestione finanziaria di EFI ed è finalizzata alla gestione attiva delle scadenze e del costo del debito del Gruppo. Le nuove obbligazioni, che EFI ha emesso a valere sul Global Medium Term Note Programme con garanzia Enel a servizio dell'offerta di scambio, hanno un tasso di interesse pari a 1,966% e scadenza 27 gennaio 2025.

Cessione di SF Energy

In data 29 gennaio 2015 si è perfezionato, per un corrispettivo pari a 55 milioni di euro, l'accordo stipulato in data 7 novembre 2014 relativo alla cessione della partecipazione posseduta dalla controllata Enel Produzione in SF Energy. Tale partecipazione è stata ceduta per il 50% a SEL (controparte dell'accordo) e per il restante 50% a Dolomiti Energia a valle dell'esercizio del diritto di prelazione. La cessione rientra nel quadro degli accordi siglati nella stessa data tra Enel Produzione e SEL - Società Elettrica Altoatesina.

Rinegoziazione della linea di credito rotativa di circa 9,4 miliardi di euro

In data 12 febbraio 2015 Enel SpA e la sua controllata olandese Enel Finance International hanno rinegoziato la linea di credito rotativa di circa 9,4 miliardi di euro, stipulata in data 8 febbraio 2013, riducendone il costo ed estendendone la durata fino al 2020, rispetto alla scadenza originale prevista per aprile 2018.

La linea di credito, che potrà essere utilizzata dalla stessa Enel e/o da Enel Finance International con garanzia della Capogruppo, non è connessa al programma di rifinanziamento del debito ed ha l'obiettivo di dotare la tesoreria di Gruppo di uno strumento estremamente flessibile e fruibile per la gestione del capitale circolante.

Il costo della linea di credito è variabile in funzione del rating assegnato *pro tempore* ad Enel e presenta un margine che passa, sulla base degli attuali livelli di rating, ad 80 punti base sopra l'Euribor dai precedenti 190 e commissioni di mancato utilizzo che passano al 35% dello stesso margine dal precedente 40% e quindi, per effetto di tale riduzione, a 28 punti base da 76.

L'operazione ha visto la partecipazione di vari istituti di credito nazionali ed internazionali, tra cui Mediobanca nel ruolo di Documentation Agent.

Aggiornamenti sul piano di dismissioni

Il 25 febbraio 2014, il Consiglio di Amministrazione ha esaminato gli aggiornamenti del piano di dismissione delle partecipazioni del Gruppo in Europa dell'Est, annunciato al mercato in data 10 luglio 2014. Il Consiglio, anche alla luce delle linee strategiche alla base del nuovo piano industriale che sarà presentato alla comunità finanziaria, ha condiviso di sospendere il processo di cessione degli asset di distribuzione e vendita posseduti in Romania e di proseguire quello di cessione degli asset di generazione posseduti in Slovacchia.

Protocollo d'intesa con ENEA

In data 18 marzo 2015 Enel ed ENEA hanno siglato un protocollo d'intesa per innovare insieme nel settore delle tecnologie di generazione, in particolare quelle che provengono da fonti rinnovabili. L'accordo prevede una collaborazione nelle tecnologie per l'impiego di combustibili alternativi negli impianti tradizionali, come biomasse e residui vegetali, oltreché nello sviluppo di tecnologie per l'ambiente, il clima e per aumentare la flessibilità di utilizzo delle centrali tradizionali. Un filone di ricerca specifico riguarderà l'ottimizzazione di soluzioni per produrre energia elettrica sfruttando il moto ondoso del mare, mentre un focus particolare sarà dato al fotovoltaico di nuova generazione. Su questi filoni di ricerca sono stati costituiti due gruppi di lavoro misti Enel-ENEA, con l'obiettivo di definire entro sei mesi un piano di lavoro congiunto dettagliato sui temi d'interesse reciproco. A valle di questa prima fase esplorativa, si passerà ad una seconda fase attuativa delle attività di reciproco interesse.

Contratto di finanziamento per le attività nella Repubblica Sudafricana

In data 30 marzo 2015 Enel Green Power, attraverso Enel Green Power RSA, ha concluso un contratto di finanziamento per un totale di 2.100 milioni di rand sudafricani (equivalenti a circa 160 milioni di euro) con KfW IPEX-Bank, quest'ultima come lender, unico lead arranger e agent, con la parziale copertura assicurativa della Export Credit Agency tedesca Euler Hermes. Il contratto di finanziamento, assistito da una parent company guarantee rilasciata dalla controllante Enel Green Power, prevede la disponibilità da parte di EGP RSA di due distinte linee di finanziamento di durata pari, rispettivamente, a 7 e 17 anni, nonché un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato. Il finanziamento è correlato all'investimento nel parco eolico di Gibson Bay, situato nella provincia di Eastern Cape. L'impianto sarà

composto da 37 turbine da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 111 MW, in grado di generare circa 420 GWh all'anno.

Cessione di alcune attività in Nord America

In data 31 marzo 2015, Enel Green Power North America ("EGPNA"), ha sottoscritto un accordo con General Electric Energy Financial Services per la vendita di una quota del 49% della newco EGPNA Renewable Energy Partners ("EGPNA REP"), per un valore complessivo di circa 440 milioni di dollari statunitensi. EGPNA REP è proprietaria di un parco impianti di generazione da 560 MW con un mix di fonti che comprende l'eolico, il geotermico, l'idrico e il solare, già operanti, e di un impianto eolico da 200 MW in costruzione, tutti situati in Nord America. Nell'ambito della newco, GE Energy Financial Services riceverà, oltre alla quota di minoranza, un diritto di prelazione, per un periodo iniziale di tre anni, a investire in asset operativi sviluppati da EGPNA a partire dal suo portafoglio di progetti e in altri asset operativi messi in vendita da EGPNA. Si segnala che il valore complessivo di 440 milioni di dollari è soggetto ad alcuni aggiustamenti di prezzo, come normalmente avviene in transazioni di questa natura. L'ammontare associato agli impianti operativi è stato pagato immediatamente, mentre la chiusura della transazione relativa all'impianto in costruzione avrà luogo al momento dell'entrata in esercizio, prevista per fine anno. Enel Green Power ha fornito delle parent company guarantees per le obbligazioni della controllata nordamericana derivanti dal presente accordo, come d'uso in questo tipo di operazioni.

Accordo Enel Green Power - Marubeni per le Rinnovabili nella regione Asia - Pacifico

In data 1° aprile 2015, Enel Green Power e la società nipponica Marubeni Corporation hanno firmato un Memorandum of Understanding della durata di due anni per cooperare nella valutazione di potenziali opportunità di business nel settore delle rinnovabili, principalmente nella regione dell'Asia - Pacifico. La collaborazione si concentrerà su progetti nel geotermico, eolico, solare e idroelettrico, in particolar modo nelle Filippine, in Thailandia, in India, in Indonesia, in Vietnam, in Malesia e in Australia, nonché in altre aree che potranno essere individuate in una fase successiva. L'accordo prevede che vengano presi in considerazione soltanto progetti in fase di sviluppo, escludendo, pertanto, quelli in via di costruzione o già operativi.

Aggiudicazione gare per energie rinnovabili nella Repubblica Sudafricana

In data 13 aprile 2015, Enel Green Power si è aggiudicata il diritto di concludere dei contratti per la fornitura di energia con l'utility sudafricana Eskom per 425 MW di progetti eolici nella quarta fase della gara del REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme) per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano. In linea con le regole del programma REIPPPP, EGP ha partecipato alla gara con delle società veicolo, detenendone una quota di maggioranza, in partnership con importanti player locali.

I tre progetti eolici Oyster Bay (142 MW), Nxuba (141 MW) e Karusa (142 MW) saranno realizzati nella province di Eastern Cape e di Northern Cape, in aree che offrono una notevole disponibilità di risorsa eolica. I progetti Oyster Bay e Nxuba saranno completati ed entreranno in esercizio nel 2017, mentre quello di Karusa nel 2018. Non appena in esercizio, i tre progetti, che richiedono un investimento complessivo di circa 500 milioni di euro, saranno in grado di generare circa 1.560 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Successivamente, in data 10 giugno 2015 EGP si è aggiudicata altri due contratti ventennali per la fornitura di energia con Eskom per ulteriori 280 MW di progetti eolici nello stesso ambito e modalità della gara del REIPPPP. In particolare, i due progetti eolici Soetwater (142 MW) e Garob (138 MW), nella

provincia di Northern Cape, saranno completati ed entreranno in esercizio entro il 2018 richiedendo un investimento complessivo di circa 340 milioni di euro; una volta realizzati, i due impianti saranno in grado di generare circa 1.000 GWh all'anno.

Cessione della partecipazione posseduta in SE Hydropower

In data 15 aprile 2015, si è perfezionato, per un corrispettivo pari a 345 milioni di euro, l'accordo stipulato in data 7 novembre 2014 relativo alla cessione della partecipazione del 40% posseduta dalla controllata Enel Produzione in SE Hydropower. La partecipazione è stata ceduta a SEL – Società Elettrica Altoatesina SpA a seguito del verificarsi dell'ultima delle condizioni sospensive previste dal predetto accordo.

La cessione rientra nel quadro degli accordi siglati nella stessa data tra Enel Produzione e SEL già comunicati da Enel al mercato.

Razionalizzazione societaria in America Latina

In data 22 aprile 2015 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha esaminato e condiviso l'opportunità che i consigli di amministrazione di Enersis e delle sue controllate Empresa Nacional de Electricidad (Endesa Chile) e Chilectra diano avvio alla valutazione di un eventuale processo di riorganizzazione societaria finalizzato alla separazione delle attività di generazione e di distribuzione di energia elettrica svolte in Cile da quelle sviluppate negli altri Paesi dell'America Latina. Questa iniziativa si inserisce nell'ambito del già annunciato programma di razionalizzazione e semplificazione dell'assetto del Gruppo. La riorganizzazione permetterebbe di eliminare alcune duplicazioni e ridondanze dell'attuale perimetro societario che fa capo a Enersis, che pregiudicano la piena valorizzazione delle relative attività per tutti gli azionisti, riducendo la visibilità dei vari business e rendendo complesso il processo decisionale. In tal senso, una chiara differenziazione delle attività svolte in Cile rispetto a quelle in altri Paesi latinoamericani agevolerebbe la creazione di valore per Enersis, Endesa Chile e Chilectra, così come per tutti i loro azionisti. Gli organi competenti delle tre citate società valuteranno le eventuali condizioni e le modalità attuative dell'indicato processo di riorganizzazione societaria, nel rispetto della normativa applicabile.

Modifica outlook Enel da parte di Standard & Poor's

In data 5 maggio 2015, l'agenzia Standard & Poor's ha comunicato di aver rivisto l'outlook di Enel da stabile a positivo. L'agenzia osserva che l'outlook positivo riflette l'eccezionale resilienza che il Gruppo ha dimostrato rispetto al quadro economico e regolamentare avverso nei principali mercati maturi in cui opera (Italia e Spagna). In particolare, l'agenzia ritiene che il profilo di credito di Enel possa migliorare nel periodo considerato (2015-2017) grazie alle azioni previste nel Piano Industriale, tra cui la strategia di dismissione degli asset, la razionalizzazione dei costi operativi, la flessibilità degli investimenti, nonché l'ottimizzazione della gestione del debito e dei flussi di cassa.

Aggiudicazione gara per energie rinnovabili in Turchia

In data 7 maggio 2015, a seguito della gara pubblica indetta dall'utility turca TEIAS per la regione Isparta, Enel Green Power si è aggiudicata, attraverso la società interamente controllata Vektor, il diritto di concludere un contratto per la fornitura di energia per 23 MW con il progetto fotovoltaico di Isparta. L'energia prodotta dal nuovo impianto di Isparta sarà venduta ad una controllata dell'utility turca TEIAS come parte del regime di feed-in-tariff del governo turco. Il parco di Isparta, che sarà completato ed entrerà in esercizio nel 2018, sarà in grado di generare oltre 35 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Memorandum of Understanding con Terna

In data 11 maggio 2015, Enel e Terna hanno siglato un Memorandum of Understanding ("MoU") di cooperazione per individuare, valutare e sviluppare iniziative integrate e opportunità Greenfield (per la realizzazione di nuovi asset) e/o Brownfield (per l'acquisizione di asset esistenti) legate alle reti di trasmissione nei Paesi, diversi dall'Italia, dove sia Enel che Terna hanno un interesse strategico o commerciale. In particolare, nei Paesi esteri in cui opera, Enel è interessata, anche tramite società appartenenti al Gruppo, all'acquisizione, sviluppo ed esercizio di progetti relativi a reti di trasmissione o connessione in alta tensione, anche integrate con una componente di generazione o distribuzione di energia elettrica, sia per quanto riguarda la realizzazione di nuovi asset, sia per quanto riguarda l'acquisizione di asset già esistenti; allo stesso tempo, Terna è interessata a fornire la propria collaborazione tecnica rispetto all'analisi del sistema elettrico, alla pianificazione di rete, alla progettazione, esercizio e manutenzione di asset di trasmissione ed è anche interessata a valutare l'acquisizione o lo sviluppo di analoghi asset nell'ambito di iniziative integrate.

In base al MoU, qualora una parte individui un'opportunità che ritenga possa essere di reciproco interesse o anche di esclusivo interesse dell'altra Parte, potrà sottoporre in via prioritaria all'attenzione di quest'ultima le informazioni relative a tale opportunità. Le opportunità verranno valutate dalle due Società in base ai comuni interessi. L'accordo ha una durata di tre anni.

Accordo con Tesla per lo sviluppo delle batterie per impianti eolici e fotovoltaici

In data 12 maggio 2015, Enel Green Power e Tesla hanno finalizzato un accordo per testare l'integrazione dei sistemi stazionari di accumulo di energia Tesla negli impianti eolici e fotovoltaici di Enel Green Power. L'accordo mira ad aumentare la produzione degli impianti di EGP e a fornire servizi avanzati per una migliore integrazione delle energie rinnovabili con la rete. Le Società inizieranno la loro collaborazione con la selezione di un primo sito pilota per l'installazione di un sistema di accumulo di Tesla da 1,5 MW di potenza e 3MWh di capacità di stoccaggio. L'accordo rientra in un più ampio Memorandum of Understanding esistente tra le due società che prevede l'integrazione di sistemi di energia Tesla nel business Enel e lo sviluppo della mobilità elettrica, e si colloca inoltre nell'ambito del programma complessivo di sperimentazione di Enel Green Power sui sistemi di storage stazionario.

Costruzione di un impianto di cogenerazione in Messico

In data 12 maggio 2015, il Gruppo Enel è stato selezionato, in collaborazione con la società internazionale Abengoa (specializzata in soluzioni tecnologiche innovative per lo sviluppo energetico sostenibile), dalla società messicana di petrolio e gas Pemex per sviluppare un impianto di cogenerazione di 517 MW da elettricità e 850 tonnellate l'ora da vapore nell'area di Salina Cruz, nello stato di Oaxaca in Messico. L'impianto di cogenerazione che verrà costruito da Enel, Abengoa e PMX Cogeneración (una società a partecipazione indiretta di Pemex) fornirà alla raffineria Pemex parte della produzione di energia elettrica e vapore, mentre il resto dell'elettricità generata verrà venduta sul mercato.

Nomina di Francesco Starace nel Global Compact delle Nazioni Unite

In data 13 maggio 2015, le Nazioni Unite hanno annunciato che il Segretario generale Ban Ki-moon ha nominato Francesco Starace, Amministratore Delegato del Gruppo Enel nel Consiglio di Amministrazione del Global Compact delle Nazioni Unite. Il Global Compact è la più grande iniziativa mondiale per la sostenibilità aziendale e il Consiglio rappresenta la chiave di volta della sua struttura di governance, in quanto contribuisce a definire la strategia e le politiche nonché a fornire consulenza su tutte le questioni di interesse del Global Compact, in particolare in materia di sostenibilità. L'iniziativa LEAD è una delle principali attività del Global Compact ed Enel figura tra le sei imprese globali che ne gestiscono il

programma "Board", mirato a rafforzare il ruolo dei Consigli di Amministrazione a favore dell'integrazione dei temi della sostenibilità nelle strategie aziendali.

La nomina di Francesco Starace, primo rappresentante di un'azienda italiana ad essere insignito di questo ruolo, è operativa dal 1° giugno 2015 e dura tre anni.

Enel confermata negli indici di sostenibilità Euronext Vigeo

In data 3 giugno 2015, Enel è stata confermata nel Euronext Vigeo – World 120 index, come una delle aziende più sostenibili tra le 120 società quotate col livello più alto di capitale flottante in Europa, Nord America e regione Asia Pacifico. Inoltre, Enel è stata confermata negli indici regionali Euronext Vigeo Eurozone 120 e Europe 120 che, rispettivamente, classificano le 120 società con il livello più alto di responsabilità sociale d'impresa tra quelle col maggior capitale flottante nell'Eurozona e in Europa.

L'azienda, ammessa agli indici fin dalla loro creazione, ha ottenuto la conferma per il terzo anno consecutivo. Euronext Vigeo aggiorna semestralmente i criteri di ammissione agli indici in modo che gli standard di sostenibilità delle aziende ammesse siano allineati ai più recenti sviluppi del settore.

Endesa ed Enel Green Power sono state ammesse nel Euronext Vigeo – World 120 index dalla fine del 2014. Inoltre le due aziende fanno parte del Euronext Vigeo Eurozone 120 e Europe 120 dalla creazione degli indici, avvenuta tre anni fa.

La conferma in questi indici è il riconoscimento della solidità dell'impegno di Enel per la sostenibilità.

Le analisi Euronext Vigeo danno conto degli sforzi delle maggiori aziende nel porre lo sviluppo sostenibile al centro delle strategie di business. Vigeo prende in considerazione per ogni azienda 330 indicatori, su 38 aree tematiche che includono la salvaguardia dell'ambiente, l'impegno per il rispetto dei diritti e del capitale umano, le relazioni con gli stakeholder, la corporate governance e il codice etico, l'integrità e la lotta alla corruzione, la prevenzione del dumping sociale e ambientale nella catena di approvvigionamento e di subappalto.

L'inserimento nei tre indici si aggiunge alla presenza di Enel nei più importanti indicatori mondiali sulla sostenibilità come il Dow Jones Sustainability Index World, il Dow Jones Sustainability Index Europe, il FTSE4Good, il Carbon Disclosure Leadership Index, il Carbon Performance Leadership Index e il Newsweek Green Ranking.

Scenario di riferimento

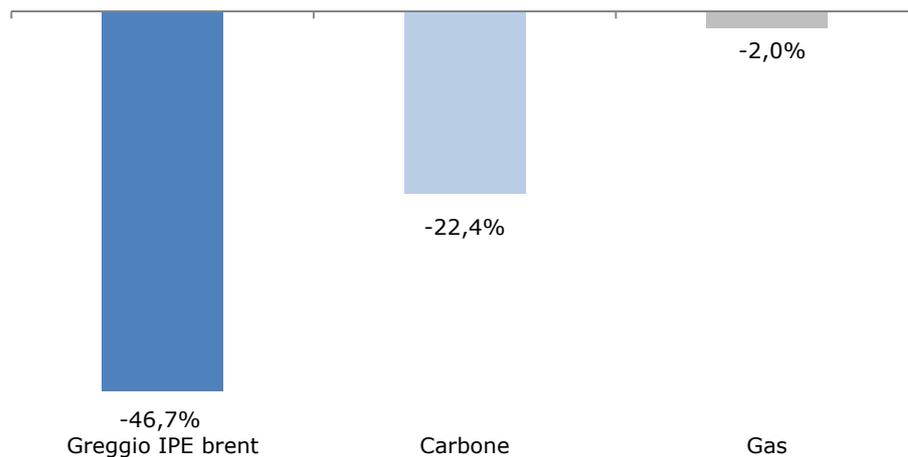
Andamento dei principali indicatori di mercato

Indicatori di mercato	1° semestre	
	2015	2014
Prezzo medio del greggio IPE brent (dollari/bbl)	58,0	108,8
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	61,0	78,6
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	21,2	21,6
Prezzo medio CO ₂ (€/ton)	7,1	6,2
Cambio medio dollaro USA per euro	1,12	1,37
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,158%	0,395%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Variazione prezzi medi combustibili nel 1° semestre 2015 rispetto al 1° semestre 2014



I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

Domanda di energia elettrica

2° trimestre			GWh	1° semestre		
2015	2014	Variazioni		2015	2014	Variazioni
75.127	75.487	-0,5%	Italia	153.239	153.680	-0,3%
58.843	57.844	1,7%	Spagna	123.455	121.190	1,9%
175.962	175.118	0,5%	Russia	385.408	385.121	0,1%
6.602	6.709	-1,6%	Slovacchia	14.312	14.149	1,1%
31.372	31.956	-1,8%	Argentina	66.226	64.543	2,6%
143.786	139.605	3,0%	Brasile	284.810	286.061	-0,4%
16.261	16.050	1,3%	Cile	32.885	31.993	2,8%
16.016	15.798	1,4%	Colombia	31.940	31.184	2,4%

Fonte: TSO nazionali.

La domanda di energia elettrica registra una crescita nella maggior parte dei Paesi Europei, ad eccezione dell'Italia, in virtù della ripresa del comparto industriale e del miglioramento del contesto macroeconomico (Spagna principalmente).

In particolare, nei primi sei mesi del 2015 in Italia si registra un decremento dello 0,3% mentre la Spagna cresce dell'1,9%. Domanda in crescita anche nei paesi dell'Est Europa, in particolare in Slovacchia dove si registra un incremento dell'1,1% confermando la ripresa iniziata lo scorso anno. Russia invece flat (+0,1%).

I paesi dell'America Latina confermano il trend positivo della domanda di energia elettrica anche se a tassi decrescenti rispetto agli anni precedenti. Fa eccezione il Brasile che registra invece una domanda in lieve contrazione. Nello specifico: Cile (+2,8%), Brasile (-0,4%), Argentina (+2,6%) e Colombia (+2,4%).

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° semestre 2015 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° semestre 2015 - 1° semestre 2014	Prezzo medio peakload 1° semestre 2015 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1° semestre 2015 - 1° semestre 2014
Italia	49,8	50,7%	54,6	-2,9%
Spagna	47,1	42,5%	53,7	35,6%
Russia	16,4	-28,3%	19,4	-26,2%
Slovacchia	30,9	-7,4%	38,7	-7,3%
Brasile	109,7	-43,6%	130,4	-51,3%
Cile	120,8	2,7%	177,0	0,9%
Colombia	70,6	-29,0%	174,3	-4,4%

Domanda di gas naturale

2° trimestre			Milioni di m ³			1° semestre			
2015	2014	Variazioni				2015	2014	Variazioni	
11.457	11.308	149	1,3%	Italia		35.038	32.704	2.334	7,1%
5.854	5.630	224	4,0%	Spagna		15.389	13.171	2.218	16,8%

Il primo semestre 2015 è stato caratterizzato da un incremento della domanda di gas naturale sia in Italia (+7,1%) che in Spagna (+16,8%). Tale incremento è attribuibile principalmente ad una variazione delle scorte (stoccaggi) in Italia (import e produzione nazionale ancora in trend negativo) oltre ad un maggior consumo nel comparto residenziale e timida ripresa del termoelettrico. Analogo andamento, anche se in forma minore sia in Italia che in Spagna, si registra nel secondo trimestre 2015.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

2° trimestre			Milioni di m ³			1° semestre			
2015	2014	Variazioni				2015	2014	Variazioni	
4.258	4.237	21	0,5%	Reti di distribuzione		18.661	16.952	1.709	10,1%
3.185	3.157	28	0,9%	Industria		6.704	6.694	10	0,1%
3.758	3.614	144	4,0%	Termoelettrico		8.871	8.206	665	8,1%
255	300	(45)	-14,9%	Altro ⁽¹⁾		801	852	(50)	-5,9%
11.457	11.308	149	1,3%	Totale		35.038	32.704	2.334	7,1%

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel primo semestre 2015 si attesta a 35.038 milioni di m³, registrando un incremento del 7,1% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

L'aumento dei consumi è sostanzialmente da riferire all'incremento di quelli destinati alle reti di distribuzione e alla generazione termoelettrica, a seguito dell'andamento del mercato elettrico nazionale precedentemente commentato.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

2° trimestre			Milioni di kWh		1° semestre		
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni
Produzione netta:							
38.700	37.172	1.528	4,1%	- termoelettrica	83.184	79.881	3.303 4,1%
13.830	17.456	(3.626)	-20,8%	- idroelettrica	23.289	30.262	(6.973) -23,0%
3.718	3.526	192	5,4%	- eolica	8.932	8.146	786 9,6%
1.436	1.383	53	3,8%	- geotermoelettrica	2.874	2.722	152 5,6%
8.497	7.714	783	10,2%	- fotovoltaica	12.965	11.777	1.188 10,1%
66.181	67.251	(1.070)	-1,6%	Totale produzione netta	131.244	132.788	(1.544) -1,2%
9.440	8.859	581	6,6%	Importazioni nette	22.939	22.251	688 3,1%
75.621	76.110	(489)	-0,6%	Energia immessa in rete	154.183	155.039	(856) -0,6%
(494)	(623)	129	20,7%	Consumi per pompaggi	(944)	(1.359)	415 30,5%
75.127	75.487	(360)	-0,5%	Energia richiesta sulla rete	153.239	153.680	(441) -0,3%

Fonte: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo giugno 2015).

L'*energia richiesta* in Italia nel primo semestre 2015 registra un decremento dello 0,3% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014, attestandosi a 153,2 TWh (75,1 TWh nel secondo trimestre 2015). L'energia richiesta nel semestre è stata soddisfatta per l'85,0% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,5% nel primo semestre 2014) e per il restante 15,0% dalle importazioni nette (14,5% nel primo semestre 2014).

Le *importazioni nette* del primo semestre 2015 registrano un incremento di 0,7 TWh, per effetto essenzialmente dei minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali. Analogo andamento, seppur più marcato, si rileva nel secondo trimestre 2015 dove si registra un aumento (+0,6 TWh).

La *produzione netta* nel primo semestre 2015 evidenzia un decremento dell'1,2% (-1,5 TWh), attestandosi a 131,2 TWh (66,2 TWh nel secondo trimestre 2015). In particolare, la minore produzione da fonte idroelettrica (-7,0 TWh) conseguente le più favorevoli condizioni di idraulicità dell'analogo periodo dell'esercizio precedente, ha più che compensato la maggiore produzione da fonte termoelettrica (+3,3 TWh), nonché l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili. Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2015.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
60.234	60.599	(365)	-0,6%	Produzione netta	127.886	126.922	964	0,8%
(986)	(1.269)	283	22,3%	Consumo per pomaggi	(2.488)	(3.284)	796	24,2%
(405)	(1.486)	1.081	72,7%	Esportazioni nette ⁽¹⁾	(1.943)	(2.448)	505	20,6%
58.843	57.844	999	1,7%	Energia richiesta sulla rete	123.455	121.190	2.265	1,9%

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Estadística diaria - consuntivo giugno 2015 e Balance electrico diario - consuntivo giugno 2014 peninsular). I volumi del primo semestre 2014 sono aggiornati al 5 aprile 2015.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare nel primo semestre 2015 subisce un incremento dell'1,9% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014 (+1,7% nel secondo trimestre 2015), attestandosi a 123,5 TWh (58,8 TWh nel secondo trimestre 2015). Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le esportazioni nette del primo semestre 2015 risultano in decremento del 20,6% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2014, tale fenomeno risulta più rilevante nel secondo trimestre 2015 dove si registra una diminuzione del 72,7%.

La produzione netta nel primo semestre 2015 si attesta a 127,9 TWh (60,2 TWh nel secondo trimestre 2015) rilevando un incremento dello 0,8% (+1,0 TWh) per effetto sostanzialmente della maggiore domanda di energia elettrica richiesta nel mercato peninsulare. Diverso andamento si registra nel secondo trimestre 2015, con una produzione netta in calo dell'0,6%.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2015	2014	Variazioni			2015	2014	Variazioni	
3.249	3.206	43	1,3%	Produzione netta	6.460	6.353	107	1,7%
276	291	(15)	-5,2%	Importazioni nette	600	565	35	6,2%
3.525	3.497	28	0,8%	Energia richiesta sulla rete	7.060	6.918	142	2,1%

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Estadística diaria - consuntivo giugno 2015 e Balance electrico diario - consuntivo giugno 2014 extrapeninsulare). I volumi del primo semestre 2014 sono aggiornati al 5 aprile 2015.

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nel primo semestre 2015 risulta in incremento (+2,1%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2014, attestandosi a 7,1 TWh (3,5 TWh, +0,8% nel secondo trimestre 2015). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,5% e dalle importazioni nette per il restante 8,5%.

Le importazioni nette nel primo semestre 2015 si attestano a 0,6 TWh (0,3 TWh nel secondo trimestre 2015) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella Penisola Iberica.

La *produzione netta* nel primo semestre 2015 registra un incremento dell'1,7% (+0,1 TWh) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto della maggiore domanda di energia sul territorio extrapeninsulare. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2015.

Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, a cui si rinvia per una trattazione completa, di seguito sono riportate le principali variazioni rilevate nel trimestre relativamente agli aspetti normativi e tariffari nei paesi in cui Enel opera.

Italia

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha approvato con la delibera n. 296/2015/R/COM le disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale (unbundling) per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas.

Nel provvedimento, l'Autorità ha confermato l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (compresa la denominazione sociale) delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita e, nel settore elettrico, anche tra vendita nel mercato libero e il servizio di maggior tutela.

Le attività commerciali relative all'attività di distribuzione, in particolare le attività di interfaccia con i clienti finali, dovranno inoltre essere svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli relativi all'attività di vendita dell'energia elettrica o del gas naturale. Stessi obblighi valgono per le imprese che svolgono l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica rispetto a quelle del servizio di maggior tutela.

Le disposizioni hanno efficacia immediata. È prevista tuttavia la possibilità per le imprese di assolvere ai nuovi obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione entro il 30 giugno 2016. Per le disposizioni relative all'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati, la scadenza è invece fissata al 1° gennaio 2017.

Generazione

Energia elettrica

Produzione e mercato all'ingrosso

Con delibera n. 95/2015/R/eel l'AEEGSI ha proposto al Ministro dello Sviluppo Economico di anticipare l'entrata in funzione del Mercato della Capacità, prevedendone una fase di prima attuazione che dovrebbe partire dal 1° gennaio 2017 e concludersi non oltre il 31 dicembre 2020, con l'avvio della fase di regime del meccanismo. Secondo la proposta dell'Autorità, nella suddetta fase di prima attuazione, non sarebbe prevista la partecipazione diretta della domanda e delle risorse estere al mercato, ma si procederebbe a quantificarne il contributo su mera base statistica. L'Autorità propone inoltre, in tale fase, di definire il valore minimo della remunerazione riconosciuta alla capacità esistente sulla base dei costi fissi evitabili di un'unità a ciclo combinato. Tale proposta è sottoposta all'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

A partire dal 24 febbraio 2015, è stato avviato il market coupling dei mercati del giorno prima tra Italia, Austria, Francia e Slovenia. Il market coupling è un meccanismo di integrazione dei mercati del giorno prima che, nel determinare il prezzo dell'energia delle diverse zone di mercato europee coinvolte, alloca contestualmente la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzando l'utilizzo delle interconnessioni.

Con delibera n. 92/2015/R/eel, l'Autorità ha specificato i criteri di reintegrazione per le unità essenziali per la sicurezza del sistema gas per l'anno 2013 e approvato un acconto a valere sul primo semestre 2013 del corrispettivo di reintegrazione spettante.

Con sentenza del 20 marzo 2015, il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento delle delibere n. 342/2012/R/eel, 197/2013/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel dell'AEEGSI recanti misure urgenti finalizzate al contenimento degli oneri di dispacciamento associati allo sbilanciamento delle unità non abilitate al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

In esito alla sentenza, Terna ha ricalcolato le partite economiche di sbilanciamento già fatturate nei periodi antecedenti all'adozione della sentenza medesima e effettuato i relativi conguagli.

La pronuncia del Consiglio di Stato è stata motivata con l'assenza dei presupposti di urgenza invocati dall'Autorità per l'introduzione dei provvedimenti ed il connesso vizio procedurale di mancata consultazione degli operatori.

A seguito della pronuncia, l'Autorità ha proceduto a svolgere una consultazione degli operatori (provvedimento n.163/2015/R/eel) in merito a specifiche proposte di riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, finalizzate a correggerne le distorsioni che oggi la caratterizzano.

Con delibera n.333/2015/R/eel ha inoltre avviato un procedimento, da concludersi entro fine 2015, finalizzato a disciplinare le modalità di attuazione della sentenza del Consiglio di Stato con riferimento agli anni 2012, 2013 e 2014 ed ha invitato Terna a tener conto dello stesso ai fini dello svolgimento delle attività di conguaglio.

Gas

Mercato all'ingrosso

Per quanto riguarda l'attività di stoccaggio, il Ministero dello Sviluppo Economico con decreto del 6 febbraio 2015 ha confermato i criteri di allocazione della capacità attraverso meccanismi di asta competitiva.

In materia di tariffe di trasporto gas, il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento delle delibere con cui erano state definite le tariffe per il periodo 2010-2013, respingendo il ricorso in appello dell'AEEGSI ed accogliendo le tesi proposte da Enel Trade. Risulta ancora pendente dinanzi al TAR il ricorso avverso le delibere di definizione dei criteri tariffari per il periodo 2014-2017.

Distribuzione

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Con la delibera n. 146/2015/eel, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2015 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle proprie attività.

Con la delibera n. 268/2015/R/eel, l'AEEGSI ha definito il "Codice di Rete tipo" del servizio di trasporto che regola i rapporti tra venditori e distributori in merito alle garanzie prestate dai venditori ai distributori, ai termini di pagamento del servizio di trasporto da parte dei venditori e ai termini di versamento degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti da parte dei distributori a Cassa

Conguaglio e GSE. Il provvedimento ha inoltre stabilito l'eliminazione a partire dal 2016 della quota di inesigibilità sul fatturato trattenuta dai distributori a fronte del rafforzamento del suddetto sistema di garanzie.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Con la determina n. 13 del 2015 del 29 giugno 2015, l'Autorità ha fissato a 105,83 euro/TEE il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2014.

Il contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2015 è stato invece fissato a 108,13 euro/TEE; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Vendita

Energia elettrica e gas

Al fine di contrastare ulteriormente la morosità dei clienti finali, con delibera n.258/2015/R/com l'AEEGSI ha previsto il raddoppio degli attuali livelli del deposito cauzionale per i clienti morosi e la possibilità per l'esercente la vendita di sospendere il cliente anche in caso di mancato pagamento del solo deposito cauzionale. L'AEEGSI ha inoltre rafforzato gli indennizzi a favore dei venditori in caso di mancato distacco dei clienti morosi da parte dei distributori, introducendone dei nuovi e prevedendo la fatturazione del 50% del trasporto nel periodo intercorrente tra il termine ultimo per l'esecuzione della prestazione e l'effettivo distacco.

Con il medesimo provvedimento, l'AEEGSI ha disposto anche la riduzione delle tempistiche di switching a 3 settimane per il settore gas a partire dal 2016 e ha rinviato analoga riduzione per il settore elettrico all'operatività del Sistema Informativo Integrato (SII).

Relativamente alle condizioni economiche di riferimento per i clienti in tutela gas, l'AEEGSI ha confermato anche per l'anno termico 2015-2016 l'attuale modalità di definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, con totale indicizzazione ai prezzi spot rilevati presso l'hub olandese del Title Transfer Facility (TTF), in attesa dello sviluppo di una maggiore liquidità dei mercati all'ingrosso italiani.

Penisola iberica

Spagna

Regio Decreto n. 198/2015 che implementa l'articolo 112 bis della Legge delle Acque e che regola il canone per l'utilizzo delle acque continentali per la produzione di energia elettrica nei bacini intercomunitari

La legge n. 15/2012, che ha modificato la Legge delle Acque ed ha introdotto dal 1° gennaio 2013 un canone (ridotto del 90% per gli impianti idroelettrici con potenza non superiore a 50 MW e per gli impianti di pompaggio con potenza superiore a 50 MW) per l'uso delle acque continentali pari al 22% della produzione di energia idroelettrica, ha subito una modifica a seguito della pubblicazione del Regio Decreto n. 198/2015. Tale Decreto ha infatti specificato che il canone si applicherà solo ai bacini intercomunitari, cioè quei bacini su cui lo Stato mantiene la competenza in materia tributaria. Lo stesso Regio Decreto ha specificato poi che per i fini della riduzione del 90% del canone, si considera come potenza dell'istallazione la somma delle potenze dei gruppi dell'istallazione.

Per gli impianti di pompaggio, la base imponibile deve essere differenziata tra energia prodotta da pompaggio ed energia proveniente da altri apporti. Si stabilisce inoltre che l'energia prodotta dal pompaggio è da considerarsi pari al 70% del consumo del pompaggio.

Efficienza Energetica

La legge n. 18/2014 sulle misure urgenti per lo sviluppo, la concorrenza e l'efficienza, ha creato, nell'ambito dell'efficienza energetica, il Fondo Nazionale di Efficienza Energetica per il raggiungimento dell'obiettivo. L'Ordine n. IET/289/2015 stabilisce la metodologia per l'assegnazione delle obbligazioni, la definizione dei soggetti obbligati e relative quote di obbligazione e per il calcolo dell'equivalenza economica per il periodo di applicazione corrispondente all'anno 2015.

ENDESA dovrà apportare 30,2 milioni di euro a tale Fondo, corrispondenti alle obbligazioni per l'esercizio 2015 e 1,9 milioni di euro derivanti dagli aggiustamenti per l'anno 2014.

Mercato organizzato del gas naturale

La legge n. 8/2015 modifica la Legge n. 34/1998 sugli idrocarburi con l'obiettivo di aumentare la concorrenza e la trasparenza nel settore degli idrocarburi, ridurre le frodi, garantire maggiore protezione e costi ridotti ai consumatori, e migliorare il sistema delle sanzioni.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, la legge mira a creare un mercato organizzato che porti a prezzi più competitivi e trasparenti per i consumatori e faciliti l'ingresso di nuovi operatori aumentando la concorrenza.

Tariffa elettrica 2015

Il 10 luglio 2015 è stato approvato il Regio Decreto Legge n. 9/2015 che, in ragione della conclusione del meccanismo delle restrizioni per la sicurezza della fornitura ex Regio Decreto n. 134/2010 avvenuta nel 2104, sancisce una riduzione del 17% del prezzo unitario pagato dai clienti per il finanziamento dei capacity payment. Tale riduzione sarà fissata pari al 40%, in forma transitoria, per il periodo che va dal 1 agosto al 31 dicembre 2015.

Europa dell'Est

Russia

Sospensione temporanea del sistema delle garanzie per la compravendita di energia

Il 24 dicembre 2014 il Consiglio di Vigilanza del Mercato ha pubblicato alcuni emendamenti al Regolamento che ne disciplina il funzionamento, con i quali ha: (i) aumentato la sanzione che si applica in caso di ritardo nei pagamenti; (ii) esteso fino a fine maggio 2015 il periodo di esenzione temporanea dall'obbligo di prestare garanzie per la compravendita di energia (inizialmente prevista dal 21 dicembre 2014 a fine febbraio 2015), la quale si applica agli operatori che non siano in ritardo con i pagamenti per una quota non superiore al 30% dei volumi acquistati mensilmente sul mercato.

Il 18 maggio 2015 il Consiglio di Vigilanza del Consiglio di Mercato ha: (i) approvato un'ulteriore proroga del periodo di esenzione temporanea fino al 31 agosto; (ii) ridotto a 20% la soglia minima del livello di indebitamento di un acquirente di energia oltre la quale si attiva la garanzia finanziaria (invece del 30% attualmente in vigore).

Indicizzazione delle tariffe del gas naturale

Il 28 giugno 2015, il Servizio Federale per le Tariffe (FTS) ha approvato l'indicizzazione del 7,5% delle tariffe del gas naturale per gli utenti industriali (in vigore dal 1° luglio 2015). L'aumento è in linea con la

previsione dello sviluppo economico-sociale della Federazione Russa per gli anni 2015-2017, pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico nel 2014. La crescita delle tariffe del gas comporterà un aumento dei prezzi sui mercati elettrici del giorno prima e di bilanciamento.

Riforma del mercato della capacità

Il 29 giugno 2015, in seguito ad una richiesta del Governo russo, il Ministero dell'energia ha pubblicato una bozza del Decreto governativo sulla riforma del meccanismo delle aste per la vendita della capacità (KOM). Di seguito, i punti principali del modello proposto:

- > selezione degli impianti per 4 anni (2016-2019) - invece di un anno come previsto dal meccanismo in vigore;
- > revisione del meccanismo di formazione dei prezzi KOM: si propone di introdurre un prezzo universale per tutti gli impianti selezionati calcolato sulla base di una funzione della domanda elastica decrescente secondo il volume della capacità offerta - secondo il meccanismo in vigore invece il prezzo è determinato dal mercato in base all'ultima offerta accettata;
- > mantenimento degli attuali requisiti tecnici per l'accesso alle aste.

La decisione finale del Governo sui cambiamenti del modello è attesa entro la fine di agosto, per consentire agli operatori di finalizzare le loro strategie di vendita della capacità prima dell'inizio delle aste (settembre 2015).

Scioglimento del Servizio Federale per le Tariffe

Il 21 luglio 2015, il Presidente della Federazione Russa ha firmato il Decreto sullo scioglimento del Servizio Federale per le Tariffe (FTS), i cui poteri sono assegnati all'ente al Servizio Federale Antitrust (FAS), con decorrenza dal 21 luglio 2015.

Impianti essenziali

Il 1° gennaio 2015 è entrato in vigore il decreto governativo n. 2578-p, che prevede: (i) il riconoscimento della qualifica di impianti essenziali per la fornitura di energia elettrica ad una capacità complessiva di 7,5 GW (che includono l'impianto di Nevinnomysskaya, di capacità pari a 1,1 GW) per il periodo dal 1° gennaio 2015 al 30 novembre 2015 (11 mesi); (ii) il riconoscimento di impianti essenziali a 3,2 GW complessivi di capacità per la fornitura di calore per il periodo dal 1° gennaio 2015 al 30 giugno 2015 (6 mesi); (iii) la definizione delle tariffe amministrative che si applicano agli impianti essenziali.

Aggiornamento Strategia Energetica Nazionale

Il 24 marzo 2015 il Primo Ministro Russo ha incaricato il Ministero dell'Energia di completare l'aggiornamento della strategia energetica nazionale entro il 1° ottobre 2015 (l'ultima revisione risale al 2009), invitandolo a focalizzarsi sulla modernizzazione del settore della produzione termoelettrica, sugli incentivi all'esplorazione degli idrocarburi e sul miglioramento della disciplina dei pagamenti delle risorse energetiche.

Romania

Tariffe per la fornitura di ultima istanza

Il 25 giugno 2015 ANRE ha pubblicato la metodologia per la definizione delle tariffe dei fornitori di ultima istanza applicabili nel secondo semestre del 2015. Le tariffe prevedono un profitto regolato del 1,5% riconoscendo un costo della fornitura pari a 4,5 lei al mese per cliente.

Tariffe regolate per la trasmissione, i servizi di sistema e l'energia prelevata

L'ordine ANRE 93/2015 ha fissato le tariffe di trasmissione e per i servizi di sistema applicabili a partire dal 1° luglio 2015. Le nuove tariffe medie di trasporto saranno pari a 20,97 lei/MWh rispetto agli attuali 22,5 lei/MWh, la tariffa per i servizi di sistema 13,75 lei/MWh rispetto agli attuali 13,96 lei/MWh e la tariffa media per l'energia prelevata pari a 18,14 lei/MWh rispetto agli attuali 12,2 lei/MWh.

Slovacchia

Centrale termoelettrica Nováky

La centrale termoelettrica Nováky (ENO) opera in regime speciale, in quanto alimentata a lignite, unico combustibile fossile nazionale utilizzato per la produzione di energia elettrica. Lo schema retributivo è valido fino al 2020 e l'Autorità (URSO) provvede al riconoscimento dei costi sostenuti dall'impianto mediante un decreto annuale. Con decisione del 24 aprile 2015, URSO ha fissato in un importo pari a 66,3112 €/MWh il corrispettivo riconosciuto alla centrale termoelettrica Nováky (ENO).

Belgio

Con decreto del 31 marzo 2015, il Ministro per l'energia ha ritirato il bando di gara pubblicato nel 2014 per la costruzione di impianti di generazione a gas naturale di potenza compresa tra i 700 e i 900 MW. Tra le ragioni citate nel decreto vi è il parere preliminare della DG Competition, secondo cui la gara poteva accelerare la chiusura delle centrali esistenti.

Francia

Il 22 gennaio 2015 sono state approvate le regole del mercato della capacità basato su un meccanismo decentralizzato. Il 31 marzo è stato pubblicato il contratto di certificazione per i detentori di capacità. Le prime transazioni dovrebbero incominciare verso la fine del 2015 al fine di soddisfare gli obblighi in capo ai fornitori nell'anno 2017.

America Latina

Argentina

Risoluzione n. 32/2015

Nel mese di marzo 2015, la Secretaria de Energia ha emesso la Risoluzione n. 32/2015 in cui è stabilita l'introduzione a partire dal 1° febbraio 2015 di un nuovo quadro regolatorio teorico che non genera impatti per le tariffe dei clienti finali. La differenza tra il quadro teorico e quello applicato agli utenti finali rappresenta una componente temporanea di reddito aggiuntivo per le società distributrici, determinata da ENRE e CAMMESA, i quali sono anche responsabili per il relativo trasferimento dei fondi. La risoluzione afferma che questi trasferimenti sono da considerarsi acconti in attesa della revisione tariffaria generale che ENRE deve iniziare a predisporre nei prossimi mesi.

Allo stesso modo, e partendo dalla stessa data, la Risoluzione sancisce che i fondi derivanti dal Programa de Uso Racional de la Energia Eléctrica (PUREE) diventano una vera e propria componente tariffaria per le società distributrici, in riconoscimento dei maggiori costi da esse sostenuti. Rispetto alla situazione precedente al 31 gennaio 2015, la Risoluzione ha esteso la compensazione del Mecanismo de Monitoreo de Costes e del PUREE stesso, consentendo la cancellazione tra i crediti maturati grazie a questi due strumenti e il debito relativo alle partite commerciali con CAMMESA. Il saldo residuo verrà regolato attraverso un piano di pagamenti da definire.

La norma richiede che ogni società presenti un piano di investimenti da attuare entro il 2015, un accordo per l'utilizzo dei fondi supplementari trasferiti (che include il divieto al pagamento di dividendi), nonché il ritiro delle azioni legali avviate per il recupero delle posizioni creditorie.

Brasile

Compensazioni per lo stato di siccità

Nel 2014, il Brasile ha continuato a presentare situazioni climatiche di forte siccità; nel mese di novembre, il sistema ha raggiunto il massimo rischio di razionamento dell'energia. Per coprire il costo supplementare di energia per le società distributrici, il governo ha creato il conto ACR (Ambiente di Contrattazione Regolata) attraverso prestiti bancari da restituire nei successivi due anni per effetto degli aumenti tariffari da istituire. Nel 2014 le società distributrici brasiliane hanno utilizzato il conto ACR per complessivi 18 miliardi di real (circa 5,7 miliardi di euro), senza tuttavia riuscire a coprire tutto il deficit. Nel mese di marzo 2015 è stato approvato un nuovo prestito per il conto ACR per coprire il deficit relativo ai mesi di novembre e dicembre 2014. È stato anche approvata una proroga del termine per il pagamento di tutti i prestiti, ora sono da pagare in 54 mesi e a partire da novembre 2015.

Cile

Legge sulla vendita di energia sul mercato finale vincolato

Il 29 gennaio 2015 è stato pubblicato nella Gazzetta ufficiale una modifica legale riguardante il processo di offerta di energia per i clienti del mercato vincolato. Tra le novità introdotte da questa normativa, si segnala una maggiore partecipazione del CNE in questi processi, l'aumento da tre a cinque anni della durata del bando di gara, la inclusione di un prezzo di riserva come limite massimo per ogni offerta, la possibilità di ritardo di consegna da parte dell'aggiudicatario in casi di forza maggiore, l'aggiunta delle offerte a breve termine, nonché l'aumento del limite per identificare il cliente vincolato che passa da 2.000 a 5.000 kW.

Energie Rinnovabili

Portogallo

È stato pubblicato il Decreto n. 102/2015 che completa la regolamentazione del cosiddetto "overequipment" dei parchi eolici, nell'ambito del Decreto legge n. 94/2014. Questo decreto stabilisce le procedure e i requisiti tecnici per immettere in rete l'energia supplementare prodotta oltre la capacità autorizzata. I requisiti tecnici sono legati alle comunicazioni in tempo reale e alle funzionalità di disconnessione a distanza.

Romania

Il 30 giugno 2015 il Regolatore ha pubblicato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2016, pari al 12,15% che deve essere approvata dal Governo; nel 2015 tale quota era pari all' 11,9% (decisione n. 1110/2014 pubblicata il 19 dicembre 2014).

La legge n. 122/2015, approvata il 5 maggio 2015 dal Parlamento, regola il funzionamento del mercato delle energie rinnovabili (facendo seguito alla legge n. 220/2008) e tra gli aspetti principali si segnalano:

- > l'innalzamento della soglia di capacità oltre la quale è necessaria la notifica individuale alla Commissione Europea da 125 MW a 250 MW (sotto tale soglia l'accREDITAMENTO definitivo per l'ottenimento dei certificati verdi può essere ottenuto anche in assenza di notifica);

- > l'estensione, a parità di budget, del sistema dei certificati verdi (CV) anche alle importazioni di energia rinnovabile;
- > la mancata erogazione di CV per l'energia venduta a prezzi negativi;
- > l'accesso alle Feed In Tariffs (FIT) degli impianti con capacità fino a 0,5 MW, con valori delle FIT ancora da definire;
- > l'onere per i fornitori di energia di acquistare almeno il 90% dei CV obbligatori nel trimestre per non incorrere in penalità.

Stati Uniti

A livello federale il production tax credit (PTC), l'incentivo fiscale alla produzione di energia tramite fonti rinnovabili, scaduto alla fine del 2013, è stato rinnovato con il Tax Increase Prevention Act del 20 dicembre 2014. Grazie a questa estensione, hanno potuto qualificarsi per i PTC i progetti eligibili con data di "avvio costruzione" entro il 31 dicembre 2014. Ulteriori linee guida da parte dell'Internal Revenue Service (IRS), per la definizione del concetto di "continuous efforts" richiesto per la qualificazione, sono state emanate l'11 marzo 2015, tramite la Notice 2015-25. Le nuove linee guida si limitano ad estendere al 1° gennaio 2017 la Commercial Operation Date per la qualificazione dei progetti. Pertanto, un progetto con start construction anteriore al 1° gennaio 2015 e COD entro il 1° gennaio 2017, soddisfa automaticamente il requisito dei "continuous efforts".

In Kansas, a maggio 2015, il Renewable Portfolio Standard, che impone alle utilities di produrre/acquistare il 20% dell'energia da fonti rinnovabili, è passato da obbligatorio a volontario. L'accordo prevede anche di mantenere l'esenzione fiscale permanente per progetti con PPA entro il 31 dicembre 2016. I progetti successivi beneficeranno invece di una esenzione fiscale per un periodo di tempo limitato a 10 anni.

A maggio 2015 il Governatore dell'Oklahoma ha firmato due leggi riguardanti l'energia eolica:

- > il Senate Bill n. 808 che:
 - stabilisce dei requisiti preventivi di decommissioning;
 - impone ai developers un regime di notifica alla Corporate Commission di 6 mesi antecedenti la data presunta di avvio della costruzione dell'impianto eolico;
 - impedisce la costruzione di impianti eolici a meno di 1,5 miglia da aeroporti, scuole o ospedali.
- > Il Senate Bill n. 498 che prevede invece il mantenimento dell'attuale regime di tax exemption di 5 anni per gli impianti eolici entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2017. Successivamente a questa data gli impianti non potranno più beneficiare dell'esenzione, mentre il production tax credit (PTC) statale continuerà ad essere applicabile agli impianti che entreranno in esercizio entro il 2020.

Messico

Il 17 febbraio 2015 il Ministero ha avviato il processo di unbundling. Secondo il piano annunciato dal Governo, sarà creata una società specifica per ognuna delle linee di business in cui l'azienda opererà (Generazione, Trasmissione, Distribuzione e commercializzazione). Il 24 febbraio 2015 sono state pubblicate le prime regole finalizzate alla definizione dei meccanismi di funzionamento del nuovo mercato. Sulla base della tempistica annunciata, è prevista per ottobre 2015 la prima asta a lungo termine per la fornitura del mercato vincolato, mentre è confermato per gennaio 2016 l'avvio del mercato all'ingrosso.

Il 31 marzo 2015, il Ministero dell'Energia (SENER) ha definito la percentuale di Certificati di Energia non inquinante che dovrà essere oggetto della prima asta di lungo termine prevista ad ottobre 2015. La percentuale, pari al 5% del totale dei consumi elettrici, è propedeutica per il raggiungimento del target del 25% al 2018.

In linea con quanto stabilito nella nuova Legge del Settore Elettrico, il Ministero dell'energia SENER ha presentato a giugno il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico 2015-2029 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei progetti in materia di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica necessari alla fornitura della domanda del periodo. Il 2 giugno il Gestore del Mercato (CENACE) ha pubblicato le nuove linee guida per l'interconnessione degli impianti di generazione alla rete di trasmissione e distribuzione. Il documento dettaglia il processo amministrativo e le procedure per rispettare i requisiti infrastrutturali stabiliti nel PRODESEN.

Panama

Il regolatore ETESA ha modificato la regola di formazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. La nuova formula proposta prevede la partecipazione degli impianti idroelettrici nel calcolo del prezzo che anteriormente corrispondeva all'offerta dell'ultima centrale termica dispacciata.

A maggio 2015 è stata approvata risoluzione n. 8566 che modifica la metodologia per le esportazioni di energia elettrica durante i periodi di elevata disponibilità idrica. La nuova regola proposta dal gestore del sistema panamense, Centro Nacional de Despacho, si propone di ridurre il rischio di sfioro dei bacini consentendo agli impianti idroelettrici l'esportazione fisica dell'energia.

Cile

Il 29 gennaio 2015 è stata approvata la Legge n. 20.805 che ha introdotto delle modifiche al sistema di aste per la fornitura dei clienti regolati. Le principali modifiche riguardano l'aumento dell'orizzonte temporale del contratto (passato da 15 a 20 anni), l'aumento del range entro il quale si riconosce la possibilità ai clienti di rimanere nel mercato vincolato (da un range 0.5 - 2MW a un range 0,5-5MW), l'introduzione di aste di breve termine, ed infine la possibilità - per gli impianti nuovi - di posticipare la data di inizio della fornitura dell'energia.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, ed in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi industriali, ambientali e rischi di carattere regolatorio. Per contenere l'esposizione a tali rischi il Gruppo svolge una serie di attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione degli stessi che sono descritte nei successivi paragrafi.

Da un punto di vista organizzativo, nel corso dell'anno sono state definite per ciascun rischio identificato policy dedicate alla disciplina della gestione dei rischi, all'individuazione di ruoli e responsabilità gestionali e di controllo. Con particolare riferimento ai rischi finanziari, commodity e di credito, si è consolidato il modello di Governance che, oltre a prevedere specifiche policy, assegna responsabilità di indirizzo strategico delle attività di risk management e di supervisione delle attività di gestione e controllo dei rischi ad appositi Comitati Rischi, a livello di Gruppo e di Divisione/Country, e prevede l'articolazione di un sistema di limiti operativi validi a livello di Gruppo e di singola Divisione/Country.

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, 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.

Come noto il Gruppo opera in mercati e settori 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.

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 primo semestre 2015 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 tassi di cambio e dei prezzi delle commodity.

Per contenere tale esposizione all'interno dei limiti definiti annualmente nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Rischio di 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 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 dell'attuale panorama internazionale minimizzando l'impatto potenziale di tali scenari sui risultati del secondo semestre del 2015.

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 il Gruppo ricorre alla stipula di contratti a prezzo fisso attraverso bilaterali fisici e contratti finanziari (per es. 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 aggregata su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Gli strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo sono principalmente contratti derivati plain vanilla (in particolare forward, swap, opzioni su commodity, future, contratti per differenza).

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 e 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 ad 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 ed un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati per il 2015 è pari a circa 39 milioni di euro.

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 della conversione di poste contabili denominate in divise diverse dall'euro relative a società controllate.

Al fine di minimizzare i rischi di natura economica e transattiva connessi alle variazioni dei tassi di cambio 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 2015 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 39 % (35 % al 31 dicembre 2014) 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 13,6% (13 % al 31 dicembre 2014), esposizione che si ritiene non possa generare impatti significativi sul conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Con riferimento all'indebitamento finanziario denominato in valute diverse dall'euro, la principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense. A tale proposito di evidenza che al 30 giugno 2015, 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 1.981 milioni di euro (1.900 milioni di euro al 31 dicembre 2014) a seguito del decremento del fair value netto 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 2.421 milioni di euro (2.321

milioni di euro al 31 dicembre 2014) a seguito dell'incremento del fair value netto 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.

Le politiche di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari sono finalizzate al mantenimento del profilo di rischio definito nell'ambito delle procedure formali di Governance dei rischi di Gruppo, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati.

Tale obiettivo viene raggiunto sia alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie, sia modificando il profilo di rischio dell'esposizione tramite la stipula di contratti derivati sui mercati Over the counter (OTC), quali interest rate swap, interest rate option e swaption.

Nel caso in cui la Società abbia programmato un'emissione obbligazionaria di cui voglia fissare anticipatamente il costo, può stipulare derivati prima della nascita della esposizione stessa (c.d. operazioni di pre-hedge).

Nel corso del primo semestre 2015 Enel SpA ha effettuato coperture anticipate tramite interest rate swap per un importo nozionale pari a 5 miliardi di euro, classificate in hedge accounting, in relazione a emissioni obbligazionarie future pianificate a partire dal 2017. Tali operazioni non sono considerate di seguito ai fini della determinazione dei rapporti di copertura correnti e non generano variazioni di oneri nell'anno in corso; ciononostante esse contribuiscono a un incremento della sensibilità del fair value a variazioni dei tassi di interesse rispetto al bilancio annuale precedente.

Al 30 giugno 2015 il 29 % dell'indebitamento finanziario lordo è indicizzata a tasso variabile (31 % al 31 dicembre 2014). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio tasso risulta pari al 24 % (23 % al 31 dicembre 2013). 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 24 % (23 % al 31 dicembre 2013). Al 30 giugno 2015, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base (0,25%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 148 milioni di euro (70 milioni di euro al 31 dicembre 2014) a seguito dell'incremento del fair value dei derivati su tassi di cash flow hedge.

Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 25 punti base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 148 milioni di euro (70 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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 lordo, pari a circa 33 milioni di euro (33,5 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

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).

Già dagli esercizi precedenti, alla luce delle condizioni di instabilità ed incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, le evoluzioni congiunturali hanno fatto registrare un tendenziale incremento nei tempi medi di incasso. Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede l'applicazione di criteri omogenei, in tutte le principali Region/Country/Business Line, per la misurazione delle esposizioni creditizie, al fine sia di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere - individuando le eventuali azioni di mitigazione da porre in essere - sia di consentire il consolidamento ed il monitoraggio delle esposizioni a livello di Gruppo.

La gestione ed il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuate a livello di Region/Country/Business Line da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio. Il monitoraggio dell'esposizione consolidata viene assicurato dalla Holding.

Relativamente al rischio di credito derivante dall'operatività in commodity, è applicato un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello locale. A partire dal 2013 sono stati applicati e monitorati limiti di portafoglio, approvati dal Comitato di Rischio Credito di Gruppo, sia per le Region/Country/Business Line interessate che a livello consolidato.

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, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral ovvero l'applicazione di criteri di netting. Anche in tal caso il rischio di credito è misurato attraverso un sistema di valutazione interno.

Ad ulteriore presidio del rischio di credito, già a partire dagli esercizi precedenti, il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro-soluto*), le quali hanno riguardato prevalentemente specifici segmenti del portafoglio commerciale e, in misura inferiore, crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla vendita.

Tutte le suddette operazioni sono considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa e hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi ed i benefici ad esse connessi.

Rischio di liquidità

Il Gruppo è esposto al rischio di liquidità nell'ambito della gestione finanziaria, in quanto le 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, di una pluralità di fonti di finanziamento e di 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 gestione ordinaria e assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità. A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la situazione di perdurante tensione dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso del primo semestre 2015 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori istituzionali e retail per complessivi 5.945 milioni di euro.

Al 30 giugno 2015, il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 9,4 miliardi di euro di cash o cash equivalent, di cui 0,7 miliardi di euro in capo a Endesa, nonché committed credit lines disponibili per 13,8 miliardi di euro, di cui 2,2 miliardi in capo a Endesa.

Le committed credit lines ammontano a 14 miliardi di euro (utilizzate per 0,4 miliardi di euro), di cui 2 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 23 milioni di euro); le uncommitted credit lines sono pari a 638 milioni di euro (utilizzate per 37 milioni di euro). Inoltre, il Gruppo ha a disposizione programmi di commercial paper per un controvalore complessivo di 9,4 miliardi di euro (utilizzati per 1,3 miliardi di euro), di cui 3,0 miliardi di euro in capo a Endesa tramite le sue controllate (utilizzati per 558 milioni di euro).

Rischi connessi al rating

Il merito di credito, assegnato ad una società dalle agenzie di rating, influenza la sua possibilità di accedere alle varie fonti di finanziamento nonché le rispettive condizioni economiche; un eventuale peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Al 30 giugno 2015, il rating di Enel è pari a: (i) "BBB", con outlook positivo secondo Standard & Poor's; (ii) "BBB+", con outlook stabile secondo Fitch; e (iii) "Baa2", con outlook stabile secondo Moody's.

Rischio Paese

Il Gruppo Enel è caratterizzato da una rilevante presenza internazionale, articolata su più continenti ed estesa dalla Russia ai Paesi dell'America Latina, generando ricavi da fonte estera per oltre il 50% dell'ammontare totale.

Il Gruppo presenta dunque una significativa esposizione al c.d. "rischio paese", ovvero all'insieme dei rischi di natura macro-economica e finanziaria, regolatoria e di mercato, nonché geopolitica e sociale, il cui verificarsi potrebbe determinare effetti negativi sia sui flussi reddituali che sul valore degli *asset* aziendali.

Al fine di monitorare efficacemente questa tipologia di rischio, viene effettuata su base periodica una valutazione qualitativa dei rischi associati a ciascun Paese di interesse; è stato inoltre sviluppato un modello quantitativo, basato sull'approccio di tipo shadow rating, utilizzato a supporto dei processi di valutazione degli investimenti strategici nell'ambito delle attività di pianificazione industriale e business development.

Rischi ambientali

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 il ricorso alle best practices internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali che 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 la controllata Slovenské elektrárne e in Spagna attraverso Endesa. 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 practices internazionali.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il Gruppo, in linea con la strategia e gli obiettivi definiti nel Piano Strategico, prosegue il suo percorso mirato al conseguimento di più elevati livelli di efficienza operativa, al riavvio della crescita industriale e alla gestione attiva del portafoglio. In particolare, Enel continua, attraverso le Global Business Lines, a sviluppare iniziative di efficientamento operativo e ottimizzazione dei costi, i cui risultati, ottenuti fino ad ora, sono in linea rispetto a quelli attesi nel corso del 2015.

Al tempo stesso, coerentemente con la strategia industriale adottata, il Gruppo ha avviato importanti programmi di investimento in mercati e business ad alto potenziale di crescita, in particolare nel settore delle energie rinnovabili in America Latina, la cui nuova capacità in costruzione è stata raddoppiata rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

La gestione attiva del portafoglio prevede la dismissione di ulteriori asset non strategici per il Gruppo entro la fine del 2015. Inoltre, nell'ambito del processo di razionalizzazione della struttura societaria è in corso la riorganizzazione delle attività in America Latina, con l'obiettivo di semplificarne la governance e di promuovere la creazione di valore a beneficio di tutti gli azionisti delle società coinvolte.

Informativa sulle parti correlate

Per la descrizione delle transazioni e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella Nota n. 27 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2015	2014 restated
		<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Ricavi	5		
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		36.325	34.963
Altri ricavi e proventi		1.307	1.138
	<i>[Subtotale]</i>	37.632	36.101
Costi	6		
Energia elettrica, gas e acquisto combustibile		18.642	17.597
Costi per servizi e altri materiali		8.254	7.937
Costo del personale		2.338	2.218
Ammortamenti e perdite di valore		2.877	2.867
Altri costi operativi		1.258	1.192
Costi per lavori interni capitalizzati		(645)	(684)
	<i>[Subtotale]</i>	32.724	31.127
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	7	176	6
Risultato operativo		5.084	4.980
Proventi finanziari da contratti derivati	8	2.027	744
Altri proventi finanziari	9	683	475
Oneri finanziari da contratti derivati	8	1.028	568
Altri oneri finanziari	9	2.959	2.327
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	8	53
Risultato prima delle imposte		3.815	3.357
Imposte	10	1.186	1.139
Risultato delle continuing operations		2.629	2.218
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		2.629	2.218
Quota di interessenza del Gruppo		1.833	1.665
Quota di interessenza di terzi		796	553
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	11	<i>0,19</i>	<i>0,18</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	11	<i>0,19</i>	<i>0,18</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	11	<i>0,19</i>	<i>0,18</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	11	<i>0,19</i>	<i>0,18</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Miloni di euro	1° semestre	
	2015	2014 restated
Risultato netto del periodo	2.629	2.218
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	687	(358)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	12	(16)
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	30	(19)
Variazione della riserva di traduzione	297	316
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico:		
Rimisurazione delle passività (attività) nette per benefici definiti	-	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	1.026	(77)
Utile complessivo rilevato nel periodo	3.655	2.141
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	2.766	1.421
- di terzi	889	720

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note	al 30.06.2015		al 31.12.2014	
ATTIVITA'			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	12	74.686		73.089	
Investimenti immobiliari		142		143	
Attività immateriali	13	16.330		16.612	
Avviamento	14	14.070		14.027	
Attività per imposte anticipate	15	7.060		7.067	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	814		872	
Derivati	17	2.444		1.335	
Altre attività finanziarie non correnti	18	3.602		3.645	
Altre attività non correnti		1.007		885	
	<i>[Totale]</i>	120.155		117.675	
Attività correnti					
Rimanenze		3.429		3.334	
Crediti commerciali	19	11.652	863	12.022	1.220
Crediti tributari		1.670		1.547	
Derivati	17	6.001		5.500	
Altre attività finanziarie correnti	20	2.553	5	3.984	
Altre attività correnti		2.914	167	2.706	142
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	9.427		13.088	
	<i>[Totale]</i>	37.646		42.181	
Attività possedute per la vendita	22	6.635		6.778	
TOTALE ATTIVITÀ		164.436		166.634	

Milioni di euro	Note		
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 30.06.2015	al 31.12.2014
		<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale		9.403	9.403
Altre riserve		4.308	3.362
Utili e perdite accumulati		19.262	18.741
	<i>[Totale]</i>	32.973	31.506
Interessenze di terzi		20.407	19.639
Totale patrimonio netto	23	53.380	51.145
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	21	46.176	48.655
TFR e altri benefici ai dipendenti		3.667	3.687
Fondi rischi e oneri (quota non corrente)	24	4.015	4.051
Passività per imposte differite	15	9.454	9.220
Derivati	17	1.610	2.441
Altre passività non correnti		1.602	1.464
	<i>[Totale]</i>	66.524	69.518
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	21	3.498	3.252
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	21	4.673	5.125
Fondi rischi e oneri (quota corrente)	24	1.142	1.187
Debiti commerciali		10.683	13.419
Debiti per imposte sul reddito		800	253
Derivati	17	5.977	5.441
Altre passività finanziarie correnti		948	1.177
Altre passività correnti		11.371	10.827
	<i>[Totale]</i>	39.092	40.681
Passività possedute per la vendita	22	5.440	5.290
Totale passività		111.056	115.489
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		164.436	166.634

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Capitale sociale e riserve del Gruppo												Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserva da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva per operazioni su non controlling interest	Riserva da partecipazioni valutate con metodo patrimonio netto	Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	Utile e perdite accumulati			
al 1° gennaio 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.100)	(1.618)	128	721	62	(16)	(528)	19.454	35.941	16.898	52.839
Effetto applicazione IFRS 11					16	26				(42)			-	(7)	(7)
al 1° gennaio 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.084)	(1.592)	128	721	62	(58)	(528)	19.454	35.941	16.891	52.832
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.222)	(1.222)	(549)	(1.771)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9	-	9
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	(353)	(359)
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	104	(316)	(19)	-	-	(13)	-	1.665	1.421	720	2.141
di cui:															
- Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	104	(316)	(19)	-	-	(13)	-	-	(244)	167	(77)
- Utile (perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.665	1.665	553	2.218
al 30 giugno 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(980)	(1.908)	109	721	71	(71)	(528)	19.891	36.143	16.709	52.852
al 1° gennaio 2015	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.321)	(1.806)	105	(2.113)	(193)	(74)	(671)	18.741	31.506	19.639	51.145
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.316)	(1.316)	(436)	(1.752)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	20	(3)	-	-	-	17	315	332
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	168	727	30	-	-	8	-	1.833	2.766	889	3.655
di cui:															
- Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	168	727	30	-	-	8	-	-	933	93	1.026
- Utile (perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.833	1.833	796	2.629
al 30 giugno 2015	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.153)	(1.079)	135	(2.093)	(196)	(66)	(671)	19.258	32.973	20.407	53.380

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre		
		2015	2014 restated	
			<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Risultato del periodo prima delle imposte		3.815		3.357
Rettifiche per:				
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		378		382
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		2.110		2.201
(Proventi)/Oneri finanziari		1.145		1.343
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		931	11	618
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(2.528)	(11)	(2.046)
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(1.202)		(3)
Imposte pagate		(635)		(436)
Accantonamenti ai fondi		527		463
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		982		317
Variazioni del capitale circolante netto:		(2.478)		(4.392)
- <i>Rimanenze</i>		78		1
- <i>Crediti commerciali</i>		106	357	(212)
- <i>Debiti commerciali</i>		(2.467)	(688)	(2.339)
- <i>Fondi</i>		(629)		(1.103)
- <i>Altre attività e passività</i>		434	(52)	(739)
Cash flow da attività operativa (a)		3.045		1.804
- <i>di cui discontinued operations</i>		-		-
Investimenti in attività materiali non correnti		(2.841)		(2.275)
Investimenti in attività immateriali		(251)		(210)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(36)		(104)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		437		23
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento		24		41
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		(2.667)		(2.525)
- <i>di cui discontinued operations</i>		-		-
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	21	462		3.027
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(3.105)		(1.081)
Operazioni relative a non controlling interest		369		(180)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(2.011)		(1.870)
Cash flow da attività di finanziamento (c)		(4.285)		(104)
- <i>di cui discontinued operations</i>		-		-
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		90		(10)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		(3.817)		(835)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽¹⁾		13.255		7.900
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽²⁾		9.438		7.065

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014), "Titoli a breve" pari a 140 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (17 milioni di euro al 1° gennaio 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 27 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (10 milioni di euro al 1° gennaio 2014).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 9.427 milioni di euro al 30 giugno 2015 (7.044 milioni di euro al 30 giugno 2014), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 30 giugno 2015 (21 milioni di euro al 30 giugno 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 30 giugno 2015 (non presenti al 30 giugno 2014).

Note illustrative

1. Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA, operante nel settore delle utility energetiche, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137. La Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2015 comprende le situazioni contabili di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation ("il Gruppo"). L'elenco delle società controllate, collegate, joint venture e joint operation incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

Per una descrizione delle principali attività del Gruppo, si rinvia alla Relazione intermedia sulla Gestione. La pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale è stata autorizzata dagli Amministratori in data 29 luglio 2015.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale consolidata del Gruppo al 30 giugno 2015 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2015, 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 al 30 giugno 2015, incluso nella Relazione finanziaria semestrale consolidata, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* – IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) ed alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed 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) consolidato complessivo rilevato nel periodo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato nonché dalle relative note illustrative.

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

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, ad 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 2014.

Ad integrazione dei principi contabili adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, si riportano di seguito le modifiche ai principi esistenti e le nuove interpretazioni, rilevanti per il Gruppo, di prima adozione al 1° gennaio 2015:

- > "IFRIC 21 – *Tributi*", tratta la contabilizzazione di una passività relativa al pagamento di un tributo, che non rientra nell'ambito applicativo di altri principi (ad esempio, le imposte sul reddito) e diverso da multe o sanzioni dovute per violazione di leggi, imposto dallo Stato o, in generale, da enti governativi,

locali, nazionali o internazionali. In particolare, l'interpretazione dispone che la predetta passività debba essere rilevata in bilancio quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione. Qualora il fatto vincolante si verifichi lungo un determinato arco temporale (ad esempio, la generazione di ricavi in un determinato periodo di tempo), la passività deve essere rilevata progressivamente. Se l'obbligazione a pagare un tributo scaturisce dal raggiungimento di una soglia minima (ad esempio, il raggiungimento di un ammontare minimo di ricavi generati), la corrispondente passività è rilevata nel momento in cui tale soglia è raggiunta. Gli effetti dell'applicazione delle nuove disposizioni sono descritti nella successiva nota Nota 3 "Rideterminazione delle informazioni comparative".

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 - 2013", contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 3 - Aggregazioni aziendali"; la modifica chiarisce che l'IFRS 3 non si applica al bilancio di un *joint arrangement* nel contabilizzare la costituzione dell'accordo stesso.
 - "IFRS 13 - Valutazione del *fair value*"; la modifica chiarisce che l'eccezione prevista dal principio di valutare le attività e le passività finanziarie basandosi sull'esposizione netta di portafoglio ("*the portfolio exception*") si applica a tutti i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 o IFRS 9 anche se non soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 32 per essere classificati come attività o passività finanziarie.
 - "IAS 40 - Investimenti immobiliari"; la modifica chiarisce che è necessario il giudizio del *management* per determinare se l'acquisizione di un investimento immobiliare rappresenti l'acquisizione di un asset o gruppo di asset o di una *business combination* secondo quanto disposto dall'IFRS 3. Tale giudizio deve essere in linea con le applicazioni supplementari dell'IFRS 3.

Il "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 - 2013", ha modificato le Basis for Conclusion del principio "IFRS 1 - Prima adozione degli *international financial reporting standards*" per chiarire che un *first-time adopter* può adottare un nuovo IFRS, la cui adozione non è ancora obbligatoria, se l'IFRS permette un'applicazione anticipata.

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, 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. Analogamente, le performance dell'attività di generazione idroelettrica eccellono soprattutto nei mesi invernali e ad inizio della primavera in considerazione della maggiore idraulicità stagionale. Tenuto conto dello scarso impatto economico di tali andamenti, peraltro ulteriormente mitigato dal fatto che le operazioni del Gruppo presentano una variegata distribuzione in entrambi gli emisferi e quindi gli impatti derivanti dai fattori climatici tendono ad assumere un andamento uniforme nel corso dell'anno, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei dodici mesi chiusi al 30 giugno 2014.

2. Principali variazioni area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 giugno 2015, rispetto a quella del 30 giugno 2014 e del 31 dicembre 2014, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2014

- > perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower, in virtù degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della società che prevedevano la modifica degli assetti di governance societaria a partire da tale data, determinando di conseguenza il venir meno del presupposto del controllo da parte del Gruppo Enel a favore di un controllo congiunto; per effetto della nuova organizzazione societaria, la partecipata è stata qualificata come una joint operation ai sensi dell'IFRS 11;
- > acquisizione, in data 22 aprile 2014, del 50% di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 50%; pertanto, a partire da tale data, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 12 maggio 2014, del 26% di Buffalo Dunes Wind Project, operante nella generazione eolica negli Stati Uniti e nella quale il Gruppo già deteneva una percentuale del 49%; pertanto, a seguito dell'ottenimento del controllo, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 22 luglio 2014, del restante 50% del capitale di Enel Green Power Solar Energy, società italiana attiva nello sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti fotovoltaici e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 50%; pertanto, a valle di tale operazione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione in data 17 settembre 2014, del 100% del capitale sociale di Osage Wind LLC, società titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW negli Stati Uniti e nel mese di ottobre 2014 è stata perfezionata la cessione di una quota del 50% della stessa società. Conseguentemente, la società detenuta in joint venture, è passata ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione nel mese di dicembre 2014, dell'intero pacchetto azionario (36,2%) detenuto in La Geo, società operante nella generazione da fonte geotermoelettrica in El Salvador;
- > cessione nel mese di dicembre 2014, del 100% del capitale di Enel Green Power France, società operante nella generazione da fonte rinnovabile in Francia.

Si segnala, inoltre, che a seguito di operazioni di riorganizzazione interna al Gruppo, finalizzate al riassetto delle partecipazioni nella Divisione Iberia e America Latina, si sono realizzate alcune variazioni nella quota attribuibile alle interessenze di terzi relativamente ad alcune partecipazioni per effetto delle seguenti operazioni:

- > acquisizione, attraverso un'offerta pubblica di acquisto aperta tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014, dell'ulteriore quota del 15,18% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo;
- > acquisizione in data 4 settembre 2014, della quota residuale del 39% di Generandes Perú (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel, società operante nella generazione di energia elettrica in Perú;
- > cessione, in data 23 ottobre 2014, da Endesa (detenuta dal Gruppo in ragione del 92,06%) a Enel Energy Europe, ora Enel Iberoamérica (società interamente controllata) delle quote partecipative del 100% di Endesa Latinoamérica (holding di partecipazioni che deteneva il 40,32% del capitale di

Energis) e del 20,3% di Enersis, società capofila delle attività in America Latina. Tale operazione ha fatto sì che il Gruppo aumentasse la quota di sua interessenza in Enersis del 4,81%;

> cessione, in data 21 novembre 2014, del 21,92% di Endesa, attraverso offerta pubblica di vendita.

2015

> cessione, in data 29 gennaio 2015, di SF Energy, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;

> acquisizione in data 6 marzo 2015, della quota non detenuta precedentemente dal Gruppo, pari al 66,7%, di 3Sun, società operante nel fotovoltaico; mediante tale acquisizione il Gruppo ha ottenuto il controllo della società che pertanto viene ora consolidata con il metodo integrale;

> cessione, in data 15 aprile 2015, di SE Hydropower, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia.

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno determinato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate:

> cessione, in data 31 marzo 2015, del 49% di EGPNA Renewable Energy Partners, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti; avendo mantenuto il controllo sulla società, l'operazione si configura come una operazione su non controlling interest;

> acquisizione, in data 8 aprile 2015, del restante 49% del capitale di Energia Eolica, società italiana attiva nella produzione di energia eolica, e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%.

Acquisizione di 3Sun

In data 6 marzo 2015, Enel Green Power ha completato l'acquisto da STM e Sharp dell'ulteriore quota del 66,7% nel capitale di 3Sun così come stabilito nell'accordo siglato con gli stessi nel mese di luglio 2014. Pertanto, a valle dell'operazione, la società risulta detenuta totalmente dal Gruppo ed è consolidata integralmente anziché secondo il metodo del patrimonio netto.

In base a quanto previsto dall'IFRS3R, tale operazione ricade nella fattispecie di un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte di attività nette già possedute sono state rilevate nel conto economico del periodo. Il processo di allocazione del costo di acquisto al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, non è ancora definitivo.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	130
Valore della business combination:	
- valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	(2)
- rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	45
- costo dell'acquisizione effettuata nel 2015	-
Totale	43
Negative goodwill	(87)

In attesa del completamento del processo di Purchase Price Allocation, nella seguente tabella sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, alla data di acquisizione:

Milioni di euro	Valori provvisori alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	122
Attività immateriali	7
Altre attività correnti e non	192
Totale attività	321
Patrimonio netto di Gruppo	130
Indebitamento finanziario	140
Debiti commerciali	25
Passività per imposte differite e altre passività	26
Totale patrimonio netto e passività	321

Cessione della quota di interessenza in EGPNA Renewable Energy Partners

In data 31 marzo 2015, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, il Gruppo ha sottoscritto un accordo per la vendita di una quota del 49% di una newco, EGPNA Renewable Energy Partners, nella quale sono andate a confluire alcune società operanti principalmente nel settore eolico ed idroelettrico.

Il Gruppo continuerà a possedere indirettamente il 51% della società, che sarà consolidata integralmente, e continuerà ad essere responsabile della gestione degli asset della controllata, dal punto di vista amministrativo, operativo e della manutenzione.

La cessione ha generato un incasso complessivo di 352 milioni di euro che, al netto degli oneri accessori (pari a 8 milioni di euro), ammonta a 344 milioni di euro anche tenuto conto del valore attribuito ad alcuni progetti assoggettati a condizioni sospensive che alla data del presente Resoconto non si sono ancora interamente realizzate.

Il risultato economico dell'operazione, determinato come differenza tra il prezzo netto di vendita e la quota di patrimonio netto ceduta alle interessenze di terzi, è pari a 30 milioni di euro ed è stato allocato in una riserva di patrimonio netto, dal momento che il Gruppo mantiene il controllo della società oggetto della cessione.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	344
Attività nette cedute	314
Riserva per operazioni su non controlling interest	30
- di cui quota attribuibile al Gruppo Enel	20
- di cui quota attribuibile alle interessenze di terzi	10

(1) al netto dei costi di transazione.

3. Rideterminazione dei dati comparativi

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2015 e con effetto retrospettivo, del nuovo principio "IFRIC 21 – Tributi", secondo il quale l'imposta va rilevata quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione, alcune imposte indirette sui beni immobili in Spagna sono state rilevate per intero a inizio esercizio e non più riscontate lungo lo stesso.

L'applicazione retrospettiva di tale interpretazione ai dati comparativi ha generato, per il primo semestre 2014, un maggior onere rilevato negli "Altri costi operativi" per 31 milioni di euro, con un correlato beneficio fiscale sulle "Imposte sul reddito" per 9 milioni di euro; conseguentemente, per effetto di tale modifica il "Risultato del periodo" del primo semestre 2014 subisce una diminuzione, rispetto a quanto presentato nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2014, di 22 milioni di euro. L'impatto è integralmente ascrivibile alla Regione Iberia; in particolare dei 31 milioni di euro di cui sopra, 29 milioni di euro sono riferibili agli impianti di generazione e 2 milioni di euro sono riferibili alle infrastrutture di rete.

Poiché la modifica ai saldi comparativi derivante dalla prima applicazione dell'IFRIC 21 comporta semplicemente una redistribuzione di detti oneri tra i vari periodi intermedi, l'effetto della riesposizione sui saldi economici di fine esercizio sarà pari a zero.

Per tale motivo, la prima applicazione dell'IFRIC 21 non determina alcun effetto di rideterminazione sui saldi patrimoniali comparativi, giacché gli stessi si riferiscono alla data del 31 dicembre 2014.

Si segnala che sono state apportate alcune modifiche (in particolare relativamente agli acquisti di energia e di materie prime, nonché ai risultati economici su contratti derivati) agli schemi di conto economico del primo semestre 2014 al fine di renderlo omogeneo al modello di rappresentazione adottato in sede di Relazione finanziaria annuale. Inoltre, per quanto riguarda lo schema del rendiconto finanziario consolidato, con riferimento alla struttura del "cash flow da attività operativa" il quale ha mantenuto inalterato il valore complessivo, le voci che compongono i flussi finanziari rivenienti dall'attività operativa sono state maggiormente dettagliate e ciò ha, pertanto, comportato la corrispondente riclassificazione di talune voci riferite al primo semestre 2014 ai fini di una miglior comparabilità dei dati.

Infine, si segnala che, a partire dall'esercizio 2015, può ritenersi pienamente operativo il nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, la cui futura adozione era stata annunciata in data 31 luglio 2014, al momento della presentazione della nuova struttura organizzativa.

Tale modello organizzativo, basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni (Generazione Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading, Upstream Gas) e Regioni/Paesi (Italia, Penisola iberica, America Latina e Europa dell'Est), rappresenterà a partire da quest'anno anche la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, che verso la comunità finanziaria.

In considerazione di ciò, si è reso altresì necessario procedere ad una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del principio di riferimento "IFRS 8 – Settori Operativi", di cui alla successiva Nota 4, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente riesposti per assicurarne la piena confrontabilità.

Per maggiori dettagli sulle modalità di aggregazione dei risultati per settore di attività nell'ambito del nuovo e del vecchio modello, si rinvia alla sezione "Risultati per area di attività" della Relazione intermedia sulla gestione.

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. Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione della presente Relazione finanziaria semestrale.

Dati economici per area di attività

Primo semestre 2015 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.390	10.144	5.404	2.215	1.471	8	37.632
Ricavi intersettoriali	581	55	2	159	122	(919)	-
Totale ricavi	18.971	10.199	5.406	2.374	1.593	(911)	37.632
Totale costi	15.936	8.299	3.966	1.985	516	(855)	29.847
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	102	69	(3)	3	1	4	176
Ammortamenti	743	752	456	154	327	14	2.446
Perdite di valore	260	160	34	29	54	1	538
Ripristini di valore	-	(102)	(1)	(2)	-	(2)	(107)
Risultato operativo	2.134	1.159	948	211	697	(65)	5.084
Investimenti	616 ⁽²⁾	356	791	85 ⁽³⁾	973	16	2.837

(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) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 254 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Primo semestre 2014 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	17.965	9.840	4.490	2.463	1.246	97	36.101
Ricavi intersettoriali	328	63	2	168	119	(680)	-
Totale ricavi	18.293	9.903	4.492	2.631	1.365	(583)	36.101
Totale costi	14.776	8.232	3.241	2.124	522	(635)	28.260
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(68)	26	3	-	46	(1)	6
Ammortamenti	799	854	422	195	270	15	2.555
Perdite di valore	233	165	28	31	1	-	458
Ripristini di valore	-	(112)	-	(34)	-	-	(146)
Risultato operativo	2.417	790	804	315	618	36	4.980
Investimenti	570	327	519	422	641	6	2.485

(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) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto dell'introduzione, con efficacia retroattiva, dell'IFRIC 21 - Tributi. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 3 nelle Note illustrative di commento del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 giugno 2015

Milioni di euro	Italia	Penisola Iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.343	23.549	12.540	7.157	12.955	152	78.696
Attività immateriali	1.000	14.789	11.374	905	2.266	73	30.407
Crediti commerciali	7.103	2.515	1.932	271	466	(617)	11.670
Altro	4.092	1.676	553	592	680	(229)	7.364
Attività Operative	34.538 ⁽¹⁾	42.529	26.399	8.925 ⁽²⁾	16.367	(621)	128.137
Debiti commerciali	6.426	2.102	1.784	611	758	(762)	10.919
Fondi diversi	3.262	3.900	851	2.639	191	450	11.293
Altro	6.762	2.474	1.216	1.338	491	(670)	11.611
Passività Operative	16.450	8.476	3.851	4.588 ⁽³⁾	1.440	(982)	33.823

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

(2) Di cui 4.475 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 2.792 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2014 restated

Milioni di euro	Italia	Penisola Iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.528	23.865	11.950	6.702	11.765	161	76.971
Attività immateriali	1.241	14.817	11.572	912	2.248	72	30.862
Crediti commerciali	8.010	2.185	1.656	409	440	(598)	12.102
Altro	3.951	1.488	800	501	599	(340)	6.999
Attività Operative	35.730 ⁽¹⁾	42.355 ⁽³⁾	25.978 ⁽⁴⁾	8.524 ⁽⁵⁾	15.052	(705)	126.934
Debiti commerciali	8.276	2.467	2.181	747	892	(853)	13.710
Fondi diversi	3.417	3.979	766	2.572	193	413	11.340
Altro	6.088	2.517	1.318	1.304	560	(276)	11.511
Passività Operative	17.781 ⁽²⁾	8.963	4.265	4.623 ⁽⁶⁾	1.645	(716)	36.561

(1) Di cui 347 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(4) Di cui 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 4.255 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 2.790 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 30.06.2015	al 31.12.2014
Totale attività	164.436	166.634
Partecipazioni valutate con il metodo del PN	814	872
Altre attività finanziarie non correnti	3.602	3.645
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	575	501
Attività finanziarie correnti	2.553	3.984
Derivati	8.445	6.835
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.427	13.088
Attività per imposte anticipate	7.060	7.067
Crediti tributari	1.670	1.547
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	2.153	2.161
Attività di settore	128.137	126.934
Totale passività	111.056	115.489
Finanziamenti a lungo termine	46.176	48.655
Finanziamenti a breve termine	3.498	3.252
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.673	5.125
Passività finanziarie non correnti	948	1.177
Derivati	7.587	7.882
Passività di imposte differite	9.454	9.220
Debiti per imposte sul reddito	800	253
Debiti tributari diversi	1.449	887
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	2.648	2.477
Passività di settore	33.823	36.561

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

5. Ricavi – Euro 37.632 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Vendite energia elettrica	23.051	23.248	(197)	-0,8%
Trasporto energia elettrica	4.665	4.675	(10)	-0,2%
Corrispettivi da gestori di rete	398	369	29	7,9%
Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	604	613	(9)	-1,5%
Vendite gas	2.292	2.070	222	10,7%
Trasporto gas	292	267	25	9,4%
Vendita di combustibili	3.290	2.454	836	34,1%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	436	422	14	3,3%
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	16	7	9	-
Ricavi da vendita di certificati ambientali	493	115	378	-
Altre vendite e prestazioni	788	723	65	9,0%
Totale ricavi delle vendite e prestazioni	36.325	34.963	1.362	3,9%
Contributi a preventivo e altri contributi	11	15	(4)	-26,7%
Contributi per certificati ambientali	412	487	(75)	-15,4 %
Rimborsi vari	79	64	15	23,4%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, JV, JO e att. Non correnti possedute per la vendita	184	85	99	-
Proventi da rimisurazione a fair value a seguito di modifiche nel controllo	45	82	(37)	-45,1%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	12	18	(6)	-33,3%
Altri proventi	564	387	177	45,7%
Totale altri ricavi e proventi	1.307	1.138	169	14,9%
TOTALE RICAVI	37.632	36.101	1.531	4,2%

I ricavi da "Vendite energia elettrica" si attestano nel primo semestre 2015 a 23.051 milioni di euro (23.248 milioni di euro nel primo semestre 2014) e includono i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 14.952 milioni di euro (14.634 milioni di euro nel primo semestre 2014), i ricavi per vendita di energia all'ingrosso (non inclusivi dei corrispettivi da gestori di rete) per 6.374 milioni di euro (6.874 milioni di euro nel primo semestre 2014), nonché i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 1.725 milioni di euro (1.740 milioni di euro nel primo semestre 2014). La variazione negativa trova riscontro nelle minori quantità vendute sui mercati wholesale (ed in particolare sulle Borse nazionali dell'energia elettrica) e nell'effetto negativo del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi da vendita a clienti finali in America Latina, che risentono anche del favorevole tasso di cambio.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" sono pari nel primo semestre 2015 a 4.665 milioni di euro (4.675 milioni di euro nel primo semestre 2014) e si riferiscono al trasporto di energia destinata a clienti finali per 2.366 milioni di euro (2.302 milioni di euro nell'analogo periodo del 2014) e al trasporto di energia per altri operatori per 2.299 milioni di euro (2.373 milioni di euro nel primo semestre 2014).

I ricavi per "Contributi ricevuti da Cassa Conguaglio e altri organismi assimilati" sono pari nel primo semestre 2015 a 604 milioni di euro, in diminuzione di 9 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2014.

I ricavi da "Vendite di gas" ammontano a 2.292 milioni di euro e includono vendite ai clienti finali in Italia per 1.078 milioni di euro (995 milioni di euro nel primo semestre 2014) e 1.214 verso clienti finali nel mercato estero (1.075 milioni di euro nel primo semestre 2014). La variazione del periodo risente prevalentemente delle maggiori quantità vendute.

I ricavi da "Vendita di combustibili", pari a 3.290 milioni di euro, includono nel primo semestre 2015 vendite di gas naturale per 3.258 milioni di euro (2.125 milioni di euro nel primo semestre 2014) e vendite di altri combustibili per 32 milioni di euro (329 milioni di euro nel primo semestre 2014); l'incremento del periodo è da riferire sostanzialmente ai maggiori volumi intermediati anche a seguito del rallentamento della generazione da fonte termoelettrica.

Le "Plusvalenze da alienazione di società" nel primo semestre 2015 sono pari a 184 milioni di euro (85 milioni di euro nel primo semestre 2014) e sono riferibili principalmente alla cessione della partecipazione nelle società SE Hydropower e SF Energy. Il periodo precedente riflette invece l'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia a seguito di una clausola di earn-out, la cui realizzazione era subordinata al verificarsi di un evento avvenuto nel primo semestre del 2014.

I proventi da "Rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo" ammontano nel primo semestre 2015 a 45 milioni di euro e si riferiscono esclusivamente all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo già possedute antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo della società 3Sun. Nel primo semestre 2014, la stessa voce ammontava a 82 milioni di euro e si riferiva all'adeguamento al fair value delle attività e passività di pertinenza del gruppo (i) residue dopo la perdita del controllo, a partire dal 1° Gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance (50 milioni di euro) e (ii) già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Inversiones Gas Atacama (29 milioni di euro) e Buffalo Dunes Wind Project (3 milioni di euro).

Gli "Altri proventi", pari a 564 milioni di euro nel primo semestre 2015, registrano un incremento pari a 177 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, sostanzialmente riferibile al negative goodwill relativo all'acquisizione di 3 Sun pari a 87 milioni di euro, ai proventi iscritti in virtù delle modifiche regolatorie in Argentina introdotte con la Resolucion n. 32/2015 in merito al riconoscimento dei ricavi e al Mecanismo de Monitoreo de Costes con un impatto positivo complessivo rispetto al primo semestre 2014 di 148 milioni di euro. Tali effetti sono parzialmente compensati dai minori rimborsi connessi alla generazione elettrica in Italia e sulla distribuzione in America Latina

Costi

6. Costi – Euro 32.724 milioni

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
- Energia elettrica	10.878	11.174	(296)	-2,6%
- Combustibili e Gas	7.764	6.423	1.341	20,9%
Totale acquisti energia elettrica, combustibili e gas	18.642	17.597	1.045	5,9%
- Vettoriamenti passivi	4.668	4.653	15	0,3%
- Godimento beni di terzi	271	323	(52)	-16,1%
- Altri servizi	2.645	2.403	242	10,1%
- Materie prime	670	558	112	20,1%
Totale servizi e altri materiali	8.254	7.937	317	4,0%
Costo del personale	2.338	2.218	120	5,4%
- Ammortamenti delle attività materiali	2.093	2.187	(94)	-4,3%
- Ammortamenti delle attività immateriali	353	368	(15)	-4,1%
- Perdite di valore e relativi ripristini	431	312	119	38,1%
Totale ammortamenti e perdite di valore	2.877	2.867	10	0,3%
- Oneri per certificati ambientali	372	239	133	55,6%
- Altri costi operativi	886	953	(67)	-7,0%
Totale altri costi operativi	1.258	1.192	66	5,5%
- Costi capitalizzati per materiali	(158)	(194)	36	-18,6%
- Costi capitalizzati del personale	(360)	(341)	(19)	-5,6%
- Altri costi capitalizzati	(127)	(149)	22	-14,8%
Totale costi per lavori interni capitalizzati	(645)	(684)	39	-5,7%
TOTALE COSTI	32.724	31.127	1.597	5,1%

Gli acquisti di "Energia elettrica" ammontano nel primo semestre 2015 a 10.878 milioni di euro (11.174 milioni di euro nel primo semestre 2014) ed includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 1.479 milioni di euro (2.134 milioni di euro nel primo semestre 2014), e dal Gestore dei Mercati Energetici per 636 milioni di euro (814 milioni di euro nel primo semestre 2014). La variazione del periodo risente sostanzialmente del decremento generalizzato della domanda di energia elettrica.

Gli acquisti di "Combustibili e gas", pari a 7.764 nel primo semestre 2015, si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 5.504 milioni di euro (4.064 milioni di euro nel primo semestre 2014) e agli acquisti di altri combustibili per 2.260 milioni di euro (2.359 milioni di euro nel primo semestre 2014).

I costi per "Servizi e altri materiali" nel primo semestre 2015 hanno subito un incremento di 317 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014, in linea con il corrispondente incremento dei ricavi, che si riconduce sostanzialmente all'aumento dei costi relativi al business dei servizi a valore aggiunto, ai maggiori costi per i servizi in concessione in Brasile e ai costi associati al contratto di tolling di Nueva Renca in Cile.

Il "Costo del personale" del primo semestre del 2015 è pari a 2.338 milioni di euro, con un incremento di 120 milioni di euro (+5,4%), sostanzialmente riferibile all'aumento dei costi in America Latina (ed in particolar modo in Argentina in virtù del rinnovo del contratto collettivo di lavoro) conseguente le maggiori consistenze medie, l'incremento dei costi medi unitari e l'effetto della variazione dei tassi di

cambio rispetto all'euro; tale variazione è parzialmente compensata dalla riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2015 è pari a 68.734 unità (68.961 al 31 dicembre 2014). Rispetto al 31 dicembre 2014 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si decrementa di 227 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-495 unità) e delle variazioni di perimetro (268 unità) sostanzialmente riconducibili all'acquisizione dell'ulteriore 66% di 3Sun che ne ha consentito l'acquisizione del controllo.

Gli "Ammortamenti e perdite di valore" del primo semestre 2015 ammontano a 2.877 (2.867 milioni di euro nel primo semestre 2014) e registrano un incremento di 10 milioni di euro. In particolare, gli ammortamenti evidenziano un decremento di 109 milioni di euro, a seguito principalmente dell'effetto delle perdite di valore rilevate a fine 2014 sugli impianti di generazione in Italia e Slovacchia come esito degli impairment test. Di converso, le perdite di valore del primo semestre 2015 (al netto dei rispettivi ripristini) presentano un incremento di 119 milioni di euro, dettagliato nella tabella seguente:

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Perdite di valore:				
Immobili, impianti e macchinari	17	9	8	88,9%
Investimenti immobiliari	-	7	(7)	-
Attività immateriali	25	14	11	78,6%
Avviamento	-	-	-	-
Crediti commerciali	489	426	63	14,8%
Attività possedute per la vendita	-	-	-	-
Altre Attività	7	2	5	-
Totale Perdite di valore	538	458	80	17,5%
Ripristini di valore:				
Immobili, impianti e macchinari	-	2	(2)	-
Crediti commerciali	106	139	(33)	-23,7%
Altre Attività	1	5	(4)	-80,0%
Totale Ripristini di valore	107	146	(39)	-26,7%
TOTALE PERDITE DI VALORE E RELATIVI RIPRISTINI	431	312	119	38,1%

Gli "Altri costi operativi", pari a 1.258 milioni di euro nel primo semestre 2015, registrano un incremento di 66 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento risente dell'adeguamento positivo (63 milioni di euro) rilevato nel primo semestre 2014 a valle dell'accordo transattivo formalizzato da Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha previsto il pagamento da parte di Enel Distribuzione di 89 milioni di euro (a fronte dei 152 milioni di euro accantonati), delle maggiori imposte indirette, tra cui la nuova imposte sulla ricchezza introdotta in Colombia a partire dall'inizio del 2015 e infine dei minori oneri relativi al Bono Social in Spagna a seguito dell'introduzione dell'Ordine ministeriale n. 350/2014.

7. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value – Euro 176 milioni

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio commodity si riferiscono per 137 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso del periodo e per 39 milioni di euro a proventi netti da valutazione dei contratti derivati su commodity in essere al 30 giugno 2015.

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Proventi				
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine periodo	2.962	2.570	392	15,3%
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nel periodo	3.625	1.844	1.781	96,6%
Totale proventi	6.587	4.414	2.173	49,2%
Oneri				
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine periodo	2.923	2.651	272	10,3%
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nel periodo	3.488	1.757	1.731	98,5%
Totale oneri	6.411	4.408	2.003	45,4%
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	176	6	170	-

8. Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 999 milioni

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2015	2014 restated		
Proventi da strumenti derivati:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	1.317	393	924	-
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	694	310	384	-
- proventi da derivati di fair value hedge	16	41	(25)	-61,0%
Totale proventi da strumenti derivati	2.027	744	1.283	-
Oneri da strumenti derivati:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	121	190	(69)	-36,3%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	896	366	530	-
- oneri da derivati di fair value hedge	11	12	(1)	-8,3%
Totale oneri da strumenti derivati	1.028	568	460	81,0%
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	999	176	823	-

I proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge ammontano a 1.196 milioni di euro, sostanzialmente relativi a cambi, mentre i derivati al fair value con impatto a conto economico fanno registrare un impatto netto negativo per 202 milioni di euro.

Il saldo della gestione dei derivati di fair value hedge registra invece un saldo netto positivo pari a 5 milioni di euro.

9. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro (2.276) milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	101	139	(38)	-27,3%
Differenze positive di cambio	327	203	124	61,1%
Proventi da partecipazioni	5	3	2	66,7%
Altri proventi	250	130	120	92,3%
Totale proventi finanziari	683	475	208	43,8%
Interessi e altri oneri su debiti finanziari	1.472	1.446	26	1,8%
Differenze negative di cambio	1.309	521	788	-
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	58	96	(38)	-39,6%
Attualizzazione altri fondi	103	84	19	22,6%
Oneri da partecipazioni	2	-	2	-
Altri oneri	15	180	(165)	-91,7%
Totale oneri finanziari	2.959	2.327	632	27,2%
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI	(2.276)	(1.852)	(424)	-22,9%

I proventi finanziari, pari a 683 milioni di euro, registrano un incremento di 208 milioni di euro rispetto al precedente periodo. Tale incremento si riferisce principalmente:

- > all'aumento delle differenze positive di cambio per 124 milioni di euro;
- > al decremento degli interessi e degli altri proventi da attività finanziarie per 38 milioni di euro, connesso essenzialmente ai minori interessi su investimenti finanziari di breve termine;
- > all'aumento degli altri proventi per 120 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle partite regolatorie sull'attività di distribuzione di energia elettrica in Argentina a seguito delle modifiche introdotte dalle Risoluzioni n. 476/2015 e n. 1208/2015 al meccanismo di remunerazione di CAMMESA e agli effetti di alcune modifiche alla base di calcolo per le attività finanziarie per i servizi in concessione stabiliti dal regolatore brasiliano per le società distributrici.

Gli oneri finanziari, pari a 2.959 milioni di euro, registrano un incremento di 632 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014. La variazione trova riscontro nei seguenti principali fenomeni:

- > incremento delle differenze negative di cambio per 788 milioni di euro;
- > decremento degli altri oneri per 165 milioni di euro, connesso sostanzialmente per 65 milioni di euro all'adeguamento delle attività finanziarie riconosciute a fronte del servizio in concessione della società brasiliana Ampla a valle delle revisioni tariffarie (in particolare nel primo semestre 2014) e per la restante parte da attribuire ai minori oneri per operazioni di factoring e ai maggiori interessi passivi capitalizzati, questi ultimi a seguito dell'incremento degli investimenti effettuati.

10. Imposte – Euro 1.186 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Imposte correnti	1.004	1.295	(291)	-22,5%
Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti	(30)	(71)	41	-57,7%
Imposte differite	36	(88)	124	-
Imposte anticipate	176	3	173	-
Totale	1.186	1.139	47	4,1%

Le imposte del primo semestre 2015 ammontano a 1.186 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 31,1% a fronte di un'incidenza del 33,9% nel primo semestre 2014.

La minore incidenza rilevata nel primo semestre del 2015 rispetto a quella dello stesso periodo dell'esercizio precedente è da riferire essenzialmente:

- > in Italia, al beneficio derivante dall'illegittimità costituzionale sancita in merito all'applicazione dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), agli effetti positivi derivanti dalle modifiche intervenute all'IRAP, nonché alla fiscalità in regime di sostanziale esenzione associata alle plusvalenze derivanti dalle cessioni di SE Hydropower e San Floriano Energy;
- > alla riduzione dell'aliquota fiscale in Spagna;
- > all'aumento dell'aliquota fiscale applicabile in Colombia e Cile.

11. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo pari a 9.403.357.795 azioni, rettificata con l'effetto diluitivo delle stock option in essere nel periodo (pari a 0 in entrambi gli esercizi a confronto).

Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014 restated	Variazioni	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	1.833	1.665	168	10,1%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto del periodo di pertinenza del Gruppo	1.833	1.665	168	10,1%
Numero di azioni ordinarie	9.403.357.795	9.403.357.795	-	-
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito delle continuing operations	0,19	0,18	0,01	5,6%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,19	0,18	0,01	5,6%

Si segnala che i piani di stock option per il top management attualmente in essere potrebbero potenzialmente diluire l'utile base per azione in futuro. Tra la data di chiusura del bilancio consolidato semestrale abbreviato e la data di pubblicazione dello stesso, non si sono verificati eventi che abbiano cambiato il numero delle azioni ordinarie o delle potenziali azioni ordinarie in circolazione a fine esercizio.

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

12. Immobili, impianti e macchinari – Euro 74.686 milioni

La movimentazione degli immobili, impianti e macchinari nel corso del primo semestre 2015 è la seguente:

Milioni di euro

Totale al 31 dicembre 2014	73.089
Investimenti	2.586
Differenza cambi	743
Variazioni perimetro di consolidamento	124
Ammortamenti	(2.040)
Perdite di valore e ripristini di valore	(17)
Dismissioni e altri movimenti	201
Totale al 30 giugno 2015	74.686

Gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2015 ammontano a 2.586 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2014 di 312 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2015, distinti per tipologia di impianto:

Milioni di euro	1° semestre	
	2015	2014
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	317	226
- idroelettrici	401	249
- geotermoelettrici	74	80
- nucleare	59	342
- con fonti energetiche alternative	727	497
Totale impianti di generazione	1.578	1.394
Reti di distribuzione di energia elettrica	993	843
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	15	37
TOTALE	2.586	2.274

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 1.578 milioni di euro, con un incremento di 184 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei maggiori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative (prevalentemente eolico e solare) e da fonte idroelettrica realizzati dalla Divisione Energie Rinnovabili. Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 993 milioni di euro e risultano in incremento di 150 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014, sostanzialmente a seguito degli interventi realizzati per il miglioramento e il mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio in Italia e Iberia, nonché ad alcune migliorie alla rete di distribuzione argentina.

La "variazione di perimetro di consolidamento", pari a 124 milioni di euro, si riferisce quasi esclusivamente all'acquisizione del controllo della società 3Sun, avvenuta nel corso del primo trimestre 2015.

Le "perdite di valore" rilevate sugli immobili, impianti e macchinari, pari a 17 milioni di euro, sono relative principalmente ad alcuni asset minori di pertinenza della Divisione Energie Rinnovabili.

Le "dismissioni e altri movimenti" pari a 201 milioni di euro includono l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificatamente dedicati a investimenti effettuati per 98 milioni di euro, nonché incrementi di attivo relativi a oneri previsti di smantellamento e ripristino siti.

13. Attività immateriali – Euro 16.330 milioni

La movimentazione delle attività immateriali nel corso del primo semestre 2015 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2014	16.612
Investimenti	251
Differenze cambio	(153)
Variazioni perimetro di consolidamento	7
Ammortamenti	(351)
Perdite e ripristini di valore	(25)
Altri movimenti	(11)
Totale al 30 giugno 2015	16.330

La variazione del periodo delle attività immateriali, negativa per complessivi 282 milioni di euro, si riferisce sostanzialmente agli ammortamenti del periodo per 351 milioni di euro e alle variazioni negative di cambio intervenute nel semestre pari a 153 milioni di euro. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli investimenti del periodo pari 251 milioni di euro, prevalentemente effettuati dalle società di distribuzione brasiliane, nonché dalle variazioni del perimetro di consolidamento, connesse all'acquisizione del controllo della società 3Sun avvenuta nel corso del primo trimestre 2015.

14. Avviamento – Euro 14.070 milioni

La movimentazione dell'avviamento nel corso del primo semestre 2015 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2014	14.027
Differenze cambio	37
Variazioni perimetro di consolidamento	6
Totale al 30 giugno 2015	14.070

La movimentazione dell'avviamento è dovuta alle variazioni di cambio complessivamente positive per 37 milioni di euro e alle variazioni del perimetro di consolidamento per 6 milioni di euro connesse ad alcune acquisizioni minori in Messico della Divisione Energie Rinnovabili.

Il valore dell'avviamento è così dettagliato:

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Endesa	8.607	8.607	-	-
America Latina	3.286	3.285	1	-
Gruppo Enel Green Power ⁽¹⁾	913	871	42	4,8%
Enel Energia	579	579	-	-
Enel Distributie Muntenia	546	546	-	-
Enel Energie Muntenia	113	113	-	-
Nuove Energie	26	26	-	-
Totale	14.070	14.027	43	0,3%

(1) Include EGP España, EGP Latin America, EGP Latin America, EGP North America, EGP Romania, EGP Bulgaria e EGP Italia.

La valutazione di impairment delle Cash Generating Unit (CGU) a cui sono allocate le porzioni di avviamento è effettuata annualmente. Il test è stato effettuato al 31 dicembre 2014 sulla base dei flussi di cassa rivenienti dal Piano Industriale 2015-19, predisposto dalla Direzione ed attualizzati applicando degli specifici tassi di sconto. Le assunzioni chiave applicate per determinare il valore d'uso delle single CGU e le analisi di sensitività sono riportate nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014.

Al 30 giugno 2015 le principali assunzioni applicate per determinare il valore d'uso continuano ad essere sostenibili ed i risultati del primo semestre 2015 appaiono sostanzialmente in linea con le aspettative riflesse nel Piano.

Tra gli eventi di rilievo del primo semestre 2015, si segnala il perdurare delle condizioni macroeconomiche di incertezza sulle prospettive economiche future della Grecia, in cui il Gruppo continua ad operare attraverso la sua controllata Enel Green Power Hellas, il cui capitale investito netto ammonta a circa 300 milioni di euro.

Il Gruppo continuerà a monitorare l'evolversi della situazione greca, con particolare attenzione allo scenario di incentivi alle energie rinnovabili, al fine di valutare eventuali modifiche al piano di crescita previsto nel paese che potrebbero impattare sulla stima dei flussi reddituali futuri delle attività associate alla CGU.

15. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 7.060 milioni ed Euro 9.454 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	7.060	7.067	(7)	-0,1%
Passività per imposte differite	9.454	9.220	234	2,5%
Di cui:				
Attività per imposte anticipate non compensabili	3.384	1.660	1.724	50,9%
Passività per imposte differite non compensabili	4.781	4.052	729	15,2%
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione	997	(239)	1.236	-

La movimentazione delle imposte anticipate e differite rilevata nel periodo è da attribuire prevalentemente ai seguenti effetti:

> agli accantonamenti ai fondi rischi con deducibilità fiscale differita;

- > alla valutazione degli strumenti finanziari derivati, questi ultimi con un effetto anche nel patrimonio netto per quanto riguarda gli strumenti di copertura;
- > alle differenze di valore su immobili, impianti e macchinari e attività immateriali, anche a seguito degli effetti delle allocazioni di prezzo in caso di business combination.

A quanto commentato sopra, si aggiunge l'effetto dell'oscillazione dei tassi di cambio e la variazione di perimetro derivante dalle imposte anticipate su perdite fiscali pregresse della società 3Sun di cui si ritiene certa la recuperabilità (98 milioni di euro).

16. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 814 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		Impatto a conto economico	Dividendi	Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"	Altri movim.	30.06.2015	
	31.12.2014	Quota %					Quota %	Quota %
Società a controllo congiunto:								
Hydro Dolomiti Enel	218	49,0%	1	(49)	-	-	170	49,0%
Tejo Energia Produção E Distribuição De Energia Electrica	61	38,9%	4	(6)	-	-	59	38,9%
Empresa De Energia Cundinamarca	34	40,4%	1	-	-	(1)	34	40,4%
Rusenergosbyt	29	49,5%	16	(24)	-	(19)	2	49,5%
Energie Electrique De Tahaddart	29	32,0%	3	(5)	-	1	28	32,0%
Centrales Hidroeléctricas De Aysén	8	51,0%	-	-	-	2	10	51,0%
Powercrop	5	50,0%	(1)	-	-	1	5	50,0%
Nuclenor	-	50,0%	(40)	-	-	40	-	50,0%
Società collegate:								
Elica 2	50	30,0%	-	-	-	-	50	30,0%
CESI	39	42,7%	-	-	-	-	39	42,7%
Tecnatom	30	45,0%	1	-	-	-	31	45,0%
GNL Quinteros	21	20,0%	3	(2)	-	2	24	20,0%
Evm - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho	18	50,0%	7	(4)	-	-	21	50,0%
Suministradora Eléctrica De Cádiz	17	33,5%	1	(3)	-	-	15	33,5%
Terrae	15	20,0%	(3)	-	-	-	12	20,0%
Compañía Eólica Tierras Altas	13	35,6%	1	-	-	(1)	13	35,6%
Altre minori	285		14	(19)	(5)	26	301	
Totale	872		8	(112)	(5)	51	814	

La movimentazione del periodo è essenzialmente riconducibile alla distribuzione di dividendi erogati che hanno più che compensato il risultato positivo di pertinenza del Gruppo dalle società valutate con l'equity method.

17. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 30.06.2015	al 31.12.2014	al 30.06.2015	al 31.12.2014
Contratti derivati attivi	2.444	1.335	6.001	5.500
Contratti derivati passivi	1.610	2.441	5.977	5.441

Per i commenti relativi ai contratti derivati si rimanda ai paragrafi 25.1 e seguenti.

18. Attività finanziarie non correnti – Euro 3.602 milioni

Milioni di euro	al	al	Variazioni	
	30.06.2015	31.12.2014		
Partecipazioni in altre imprese	263	213	50	23,5%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 21.3)	2.621	2.701	(80)	-3,0%
Accordi per servizi in concessione	637	669	(32)	-4,8%
Risconti attivi finanziari non correnti	81	62	19	30,6%
Totale	3.602	3.645	(43)	-1,2%

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include partecipazioni valutate al fair value per 191 milioni di euro e per la restante parte (72 milioni di euro) partecipazioni il cui fair value non risulta facilmente determinabile e che pertanto, in assenza di ipotesi di vendita delle stesse, sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore.

Tra le partecipazioni valutate al fair value, si ricorda che il saldo della voce si riferisce, essenzialmente, all'investimento in Bayan Resources per 179 milioni di euro (147 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Gli "Accordi per servizi in concessione" si riferiscono ai corrispettivi dovuti dal concedente per la costruzione e/o il miglioramento delle infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione e rilevati a seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12.

19. Crediti commerciali – Euro 11.652 milioni

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 1.754 milioni di euro, a fronte di un saldo iniziale pari a 1.662 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2014	1.662
Accantonamenti	455
Rilasci	(84)
Utilizzi	(265)
Altri movimenti	(14)
Totale al 30 giugno 2015	1.754

20. Attività finanziarie correnti – Euro 2.553 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta (Vedi Nota 21.4)	2.450	3.860	(1.410)	-36,5%
Altre	103	124	(21)	-16,9%
Totale	2.553	3.984	(1.431)	-35,9%

21. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 39.849 milioni

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro

	Note	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Finanziamenti a lungo termine	21.1	46.176	48.655	(2.479)	-5,1%
Finanziamenti a breve termine	21.2	3.498	3.252	246	7,6%
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	21.1	4.673	5.125	(452)	-8,8%
Attività finanziarie non correnti	21.3	(2.621)	(2.701)	80	-3,0%
Attività finanziarie correnti	21.4	(2.450)	(3.860)	1.410	-36,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21.5	(9.427)	(13.088)	3.661	-28,0%
Totale		39.849	37.383	2.466	6,6%

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2015 e al 31 dicembre 2014, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	767	758	9	1,2%
Depositi bancari e postali	8.660	12.330	(3.670)	-29,8%
Titoli	1	140	(139)	-
Liquidità	9.428	13.228	(3.800)	-28,7%
Crediti finanziari a breve termine	1.234	1.977	(743)	-37,6%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	117	177	(60)	-33,9%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.098	1.566	(468)	-29,9%
Crediti finanziari correnti	2.449	3.720	(1.271)	-34,2%
Debiti verso banche	(275)	(30)	(245)	-
Commercial paper	(1.294)	(2.599)	1.305	-50,2%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(861)	(824)	(37)	-4,5%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(3.569)	(4.056)	487	-12,0%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(243)	(245)	2	-0,8%
Altri debiti finanziari correnti	(1.929)	(623)	(1.306)	-
Totale debiti finanziari correnti	(8.171)	(8.377)	206	-2,5%
Posizione finanziaria corrente netta	3.706	8.571	(4.865)	-56,8%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(6.720)	(7.022)	302	-4,3%
Obbligazioni	(37.641)	(39.749)	2.108	-5,3%
Debiti verso altri finanziatori	(1.815)	(1.884)	69	-3,7%
Posizione finanziaria non corrente	(46.176)	(48.655)	2.479	-5,1%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(42.470)	(40.084)	(2.386)	-6,0%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.621	2.701	(80)	-3,0%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(39.849)	(37.383)	(2.466)	-6,6%

21.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 50.849 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 30.06.2015			al 31.12.2014	Variazione
	Totale	Di cui quota corrente	Di cui quota oltre i 12 mesi		
Obbligazioni	41.210	3.569	37.641	43.805	(2.595)
Preference share	-	-	-	-	-
Finanziamenti bancari	7.581	861	6.720	7.846	(265)
Debiti verso altri finanziatori	2.058	243	1.815	2.129	(71)
Totale	50.849	4.673	46.176	53.780	(2.931)

Nella tabella che segue viene esposto il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2015.

Milioni di euro	Scadenza	al 30.06.2015				al 31.12.2014	
		Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12	Saldo contabile	Fair value
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2015-2097 ⁽¹⁾	30.255	34.833	2.363	27.892	31.897	37.847
- tasso variabile quotate	2015-2031	4.387	4.587	1.143	3.244	5.692	5.982
- tasso fisso non quotate	2015-2039	5.288	5.997	-	5.288	4.885	5.808
- tasso variabile non quotate	2015-2032	1.280	1.214	63	1.217	1.331	1.263
Totale obbligazioni		41.210	46.631	3.569	37.641	43.805	50.900

(1) Le date di scadenza delle obbligazioni a tasso fisso quotate indicate in tabella sono basate sull'ipotesi di esercizio dell'opzione per l'estinzione delle emissioni ibride effettuate nel mese di settembre del 2013 e gennaio 2014 alla prima data utile prevista per ciascuna emissione (tra il 2019 ed il 2023). Il costo ammortizzato è stato corrispondentemente calcolato sulla base della medesima assunzione.

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 796 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla capogruppo Enel SpA, mentre Enel Insurance detiene obbligazioni emesse da Enel SpA per un importo complessivo di 15 milioni di euro.

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

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 30.06.2015		al 31.12.2014	al 30.06.2015	
Euro	31.092	31.488	35.221	3,63%	4,11%
Dollaro USA	9.126	9.209	8.485	6,18%	6,57%
Sterlina inglese	5.956	6.030	5.437	6,08%	6,24%
Peso colombiano	1.576	1.576	1.663	9,02%	9,02%
Real brasiliano	1.038	1.045	1.149	14,45%	13,15%
Franchi svizzeri	700	701	606	2,85%	2,91%
Peso cileno/UF	474	486	458	8,21%	10,48%
Sol peruviano	361	361	363	6,39%	6,39%
Rublo russo	160	160	69	10,00%	10,00%
Yen giapponese	230	230	237	2,43%	2,46%
Altre valute	136	136	92		
Totale valute non euro	19.757	19.934	18.559		
TOTALE	50.849	51.422	53.780		

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Rimborsi	Movimentaz. obbligazioni proprie	Operaz. di exchange	Nuove emissioni	Differenze cambio	
	al 31.12.2014					al 30.06.2015
Obbligazioni	44.134	(3.682)	(13)	33	84	1.201
Finanziamenti bancari	7.887	(662)	-	-	349	33
Debiti verso altri finanziatori	2.129	(164)	-	-	29	64
Totale	54.150	(4.508)	(13)	33	462	1.298
						51.422

Rispetto al 31 dicembre 2014, il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine registra un decremento di 2.728 milioni di euro, quale saldo di 4.508 milioni di euro di rimborsi, di 462 milioni di euro di nuovi finanziamenti, di 13 milioni di euro relativi alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio e di 1.298 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio.

I principali rimborsi effettuati nel corso del primo semestre 2015 si riferiscono a:

- > prestiti obbligazionari per 3.682 milioni di euro, sostanzialmente relativi a:
 - 1.000 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di gennaio 2015;
 - 1.300 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di gennaio 2015;
 - 1.195 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di giugno 2015;

finanziamenti bancari per 662 milioni di euro, di cui:

- 130 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa;
- 183 milioni di euro relativi al rimborso di finanziamenti BEI;
- un controvalore di 218 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari di Enersis;
- 82 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari al tasso variabile di società appartenenti al Gruppo Enel Green Power;
- 49 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari giunti in scadenza nel corso del primo semestre del 2015;

> debiti verso altri finanziatori per 164 milioni di euro.

Le principali emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2015 si riferiscono a:

> emissione di commercial paper da parte di Enel Russia, in data 4 giugno 2015, per 5 miliardi di rubli russi (pari a circa 80 milioni di euro).

> Finanziamenti bancari per 349 milioni di euro, principalmente relativi a:

- il rifinanziamento da parte di Emgesa nel mese di aprile 2015 di un finanziamento bancario a lungo termine con Banco di Bogota per 80.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 28 milioni di euro);
- la stipula da parte di Emgesa nel corso del primo semestre 2015 di finanziamenti bancari pari a 335.067 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 116 milioni di euro);
- la stipula da parte delle società del gruppo Enel Green Power di nuovi finanziamenti bancari nel corso del primo semestre 2015 per 89 milioni di euro.

> debiti verso altri finanziatori per 29 milioni di euro.

Inoltre, nel corso del mese di gennaio 2015, a seguito di un'offerta di scambio non vincolante, la controllata Enel Finance International ha posto in essere un'operazione di riacquisto e contestuale riemissione di un'obbligazione senior a tasso fisso con scadenza gennaio 2025 ("Exchange offer"). L'importo scambiato (1.429 milioni di euro) e quello riemesso (1.462 milioni) hanno generato un afflusso netto di cassa pari a 33 milioni di euro. Si segnala che da un punto di vista contabile, tenuto conto anche delle caratteristiche degli strumenti scambiati e dei limiti quantitativi fissati dal principio contabile di riferimento, l'operazione di exchange offer non ha comportato l'estinzione della passività finanziaria pre-esistente. Si evidenzia, infine, che, in virtù del fatto che la sottoscrizione dell'offerta di scambio non vincolante è avvenuta solo da parte di alcuni degli obbligazionisti, le pre-esistenti emissioni rimangono ancora collocate sul mercato per un valore nozionale complessivo di 4.114 milioni di euro e con scadenze comprese tra il 2016 e il 2021.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del primo semestre 2015 si evidenziano:

- > l'11 febbraio 2015 Endesa ha stipulato con Bankia una linea di credito di 125 milioni di euro, della durata di 3 anni; al 30 giugno 2015 la linea risultava utilizzata per 4 milioni di euro;
- > l'8 aprile 2015 Endesa ha stipulato con Unicaja una linea di credito di 75 milioni di euro, della durata di 3 anni; al 30 giugno 2015 la linea non risultava utilizzata;
- > la rinegoziazione da parte di Endesa di linee di credito per un ammontare di 300 milioni di euro, con la scadenza nel primo semestre del 2018.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (covenant) in capo alle società debentrici (Enel, Endesa e altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo a Enel nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. Per una descrizione puntuale degli stessi, si rimanda al Bilancio consolidato 2014.

21.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 3.498 milioni

Al 30 giugno 2015 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 3.498 milioni di euro, registrando un incremento di 246 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro				
	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Debiti verso banche a breve termine	275	30	245	-
Commercial paper	1.294	2.599	(1.305)	-50,2%
Cash collateral e altri debiti su derivati	1.873	457	1.416	-
Altri debiti finanziari a breve termine	56	166	(110)	-66,3%
Totale	3.498	3.252	246	7,6%

Le commercial paper pari a 1.294 milioni di euro si riferiscono per 737 milioni di euro alle emissioni effettuate nell'ambito del programma da 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 e per 557 milioni di euro al programma di International Endesa nell'ambito di un programma complessivo da 3.000 milioni di euro.

21.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - Euro 2.621 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Crediti finanziari diversi	2.444	2.522	(78)	-3,1%
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	129	139	(10)	-7,2%
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value	45	40	5	12,5%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	3	-	3	-
Totale	2.621	2.701	(80)	-3,0%

I "Crediti finanziari diversi" includono, tra gli altri, crediti verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico relativi alla sostituzione anticipata dei contatori per 434 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2014), i crediti relativi al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici per 364 milioni di euro (393 milioni di euro al 31 dicembre 2014), nonché i crediti vantati dalle società di generazione argentina nei confronti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e depositato nel FONINMEM per 160 milioni di euro (218 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

I "Titoli detenuti sino a scadenza" sono interamente costituiti da obbligazioni.

21.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento – Euro 2.450 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.098	1.566	(468)	-29,9%
Crediti per anticipazioni di factoring	117	177	(60)	-33,9%
Titoli:				
- titoli disponibili per la vendita (available for sale)	1	140	(139)	-
Cash collateral	973	1.654	(681)	-41,2 %
Altri crediti finanziari	261	323	(62)	-19,2%
Totale	2.450	3.860	(1.410)	-36,5%

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" è costituita essenzialmente dalla quota a breve termine del credito finanziario relativo al deficit del sistema elettrico spagnolo per 672 milioni di euro (1.174 milioni di euro al 31 dicembre 2014). La variazione del periodo risente essenzialmente dei nuovi crediti maturati nel primo semestre 2015, più che compensate dagli incassi ottenuti nel periodo (1.056 milioni di euro includendo gli effetti dei rimborsi riferiti alla generazione extrapeninsulare).

21.5 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 9.427 milioni

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 222 milioni di euro (199 milioni di euro al 31 dicembre 2014) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

22. Attività/Passività possedute per la vendita – Euro 1.195 milioni

Nella seguente tabella è esposta la composizione delle due voci, rispettivamente al 30 giugno 2015 e al 31 dicembre 2014.

Milioni di euro

	Attività possedute per la vendita			Passività possedute per la vendita		
	al 30 giugno 2015	al 31 dicembre 2014	Variazione	al 30 giugno 2015	al 31 dicembre 2014	Variazione
Slovenské elektrárne	6.619	6.389	230	5.440	5.163	277
Altre minori	16	389	(373)	-	127	(127)
Totale	6.635	6.778	(143)	5.440	5.290	150

La variazione del periodo risente sostanzialmente delle cessioni di SF Energy e SE Hydropower, avvenute nel corso del primo semestre 2015, e classificate tra le attività e passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2014 in quanto, in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondenti ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

La voce include, pertanto, al 30 giugno 2015 quasi esclusivamente le attività e passività di Slovenské elektrárne, società per la quale nel semestre sono proseguite le attività finalizzate alla cessione del pacchetto di maggioranza; a tal proposito si segnala che non vi sono, allo stato attuale, variazioni nelle stime ed assunzioni utilizzate per la identificazione del presumibile valore di realizzo rispetto a quanto effettuato ai fini del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014.

23. Patrimonio netto totale – Euro 53.380 milioni

23.1 Patrimonio netto del Gruppo – Euro 32.973 milioni

Capitale sociale – Euro 9.403 milioni

Non essendo state esercitate nel corso dei periodi in oggetto stock option assegnate in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 30 giugno 2015 (così come al 31 dicembre 2014) il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 9.403.357.795 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 30 giugno 2015, in base alle 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 fatta eccezione per il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 25,50% del capitale sociale), CNP Assurances (con il 2,87% del capitale sociale, posseduto alla data del 23 giugno 2015 a titolo di gestione del risparmio) e People's Bank of China (con il 2,00% del capitale sociale). Si segnala che, a decorrere dal 7 luglio 2015, BlackRock Inc. possiede indirettamente una partecipazione pari al 5,01% a titolo di gestione del risparmio.

L'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 28 maggio 2015 ha deliberato un dividendo per l'intero esercizio 2014 pari a 14 centesimi di euro per azione per un importo complessivo di 1.316 milioni di euro. Tale dividendo è stato messo in pagamento – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 24 giugno 2015, previo stacco della cedola in data 22 giugno 2015.

Riserve diverse – Euro 4.312 milioni

Riserva per sovrapprezzo azioni – Euro 5.292 milioni

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile. La suddetta riserva non ha subito movimentazioni nel primo semestre 2015.

Riserva legale – Euro 1.881 milioni

La riserva legale rappresenta la parte di utili che è stata accantonata secondo quanto disposto dall'art.2430 del codice civile.

Altre riserve – Euro 2.262 milioni

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro (1.153) milioni

La variazione positiva del periodo, pari a 168 milioni di euro, è dovuta agli effetti dell'apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - Euro (1.079) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura.

Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita - Euro 135 milioni

Includono 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 (2.093) milioni

La variazione del periodo è relativa al provento relativo alla cessione di quote di minoranza di EGP North America Renewable Partner.

Riserva per operazioni su "non controlling interest" - Euro (196) milioni

La variazione del periodo è relativa alla differenza tra la quota di patrimonio netto acquisito dalle minoranze azionarie di Energia Eolica e il relativo prezzo di acquisto.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (66) 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.

Riserva per benefici ai dipendenti - Euro (671) milioni

Tale riserva accoglie la rilevazione degli utili e perdite attuariali in contropartita delle passività per benefici ai dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale. Nel periodo intermedio non si sono verificate variazioni significative delle ipotesi attuariali già utilizzate ai fini del bilancio dell'esercizio 2014 e conseguentemente, nel prospetto dell'utile complessivo del periodo non sono stati rilevati né utili né perdite attuariali.

Utili e perdite accumulate - Euro 19.258 milioni

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

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

	al 31 dicembre 2014			Utili/(Perdite) rilevati a patr. netto nel periodo	Rilasciati a Conto economico	Variazioni			al 30 giugno 2015			
	Totale	Di cui Gruppo	Di cui inter. di terzi			Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui inter. di terzi	Totale	Di cui Gruppo	Di cui inter. di terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(3.112)	(1.321)	(1.791)	297	-	-	297	168	129	(2.815)	(1.153)	(1.662)
Riserva da variazione di fair value degli strumenti finanziari di Cash flow hedge	(2.056)	(1.806)	(250)	336	430	(79)	687	727	(40)	(1.369)	(1.079)	(290)
Riserva da variazione di fair value degli investimenti finanziari destinati alla vendita	104	105	(1)	30	-	-	30	30	-	134	135	(1)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	(73)	(74)	1	10	4	(2)	12	8	4	(61)	(66)	5
Rimisurazione delle passività (attività) nette per benefici definiti	(872)	(671)	(201)	-	-	-	-	-	-	(872)	(671)	(201)
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	(6.009)	(3.767)	(2.242)	673	434	(81)	1.026	933	93	(4.983)	(2.834)	(2.149)

23.2 Interessenze di terzi – Euro 20.407 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per le principali sub-holding del Gruppo.

Milioni di euro	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di terzi	
	al 30 giugno 2015	al 31 dicembre 2014	al 30 giugno 2015	al 30 giugno 2014 restated
Gruppo Endesa	6.752	6.648	235	51
Gruppo Enel Latinoàmerica	8.826	8.690	383	302
Gruppo Enel Investment Holding	1.187	1.134	18	63
Gruppo Slovenské elektrárne	383	385	(3)	12
Gruppo Enel Green Power	3.259	2.782	163	125
Totale	20.407	19.639	796	553

Si segnala che l'incremento della quota di risultato attribuibile alle interessenze di terzi nel primo semestre 2015 risente della cessione, avvenuta a fine 2014, del 21,92% di Endesa.

24. Fondi rischi e oneri – Euro 5.157 milioni

Milioni di euro	Non corrente	Corrente	Totale Fondi rischi e oneri
Al 31 dicembre 2014	4.051	1.187	5.238
Accantonamenti	249	196	445
Utilizzi	(228)	(237)	(465)
Rilasci	(175)	(3)	(178)
Oneri da attualizzazione	36	18	54
Differenze cambio	(7)	(5)	(12)
Altri movimenti	89	(14)	75
Al 30 giugno 2015	4.015	1.142	5.157

La voce include al 30 giugno 2015, tra gli altri, il fondo per decommissioning nucleare relativo agli impianti spagnoli per 587 milioni di euro (567 milioni di euro al 31 dicembre 2014), il fondo oneri per incentivo all'esodo per 1.292 milioni di euro (1.589 milioni di euro al 31 dicembre 2014), il fondo contenzioso legale per 828 milioni di euro (850 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e il fondo per certificati ambientali per 179 milioni di euro (43 milioni di euro nel periodo precedente).

In particolare, la variazione relativa al fondo oneri per incentivo all'esodo si riferisce essenzialmente agli utilizzi in Spagna e Italia relativamente ai piani di uscita anticipata del personale istituiti negli esercizi precedenti.

25. Gestione del rischio

Per una trattazione completa degli strumenti di hedging utilizzati dal Gruppo per fronteggiare i diversi rischi insiti nell'esercizio della propria attività industriale, si rinvia a quanto descritto nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014. Nei sottoparagrafi seguenti, sono evidenziati i saldi contabili relativi a strumenti derivati, distinti per ciascuna voce dello Stato patrimoniale consolidato che li contiene.

25.1 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie non correnti – Euro 2.444 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti stessi, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi di interesse	203	5	198
- cambi	2.110	1.163	947
- commodity	66	107	(41)
Totale derivati di cash flow hedge	2.379	1.275	1.104
Derivati di fair value hedge:			
- tassi di interesse	47	55	(8)
- cambi	-	-	-
Totale derivati di fair value hedge	47	55	(8)
Derivati di trading:			
- tassi di interesse	2	3	(1)
- cambi	10	2	8
- commodity	6	-	6
Totale derivati di trading	18	5	13
TOTALE	2.444	1.335	1.109

I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono riferiti essenzialmente alle operazioni di copertura del tasso di cambio delle emissioni obbligazionarie in valuta tramite cross currency interest rate swap. L'incremento del loro fair value è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2015.

I derivati su tasso di interesse in cash flow hedge presentano un incremento di 198 milioni di euro, mentre quelli in fair value hedge un decremento di 8 milioni di euro; entrambe le variazioni sono connesse al generale aumento della curva dei tassi di interesse nel primo semestre 2015. Inoltre per quanto riguarda i derivati in cash flow hedge, Enel Spa ha effettuato delle strategie di pre-hedge tramite operazioni di Interest rate swaps per un valore nozionale di 5.000 milioni di euro su emissioni obbligazionarie altamente attese a partire dal 2017, per un fair value pari a 200 milioni di euro.

I derivati su commodity di cash flow hedge si riferiscono a coperture su gas per un fair value di 53 milioni di euro e a derivati su energia per un fair value di 13 milioni di euro. I derivati su commodity di trading includono invece contratti derivati su carbone e energia stipulati da Endesa (fair value pari a 6 milioni di euro).

25.2 Contratti derivati inclusi in Attività finanziarie correnti – Euro 6.001 milioni

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie correnti, nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti stessi, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	1	-	1
- cambi	323	244	79
- commodity	232	326	(94)
Totale derivati di cash flow hedge	556	570	(14)
Derivati fair value hedge:			
- tassi	-	-	-
Totale derivati fair value hedge	-	-	-
Derivati di trading:			
- tassi	-	1	(1)
- cambi	65	157	(92)
- commodity	5.380	4.772	608
Totale derivati di trading	5.445	4.930	515
TOTALE	6.001	5.500	501

I derivati su cambi, sia di cash flow hedge che di trading, si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle commodity energetiche. Le variazioni di fair value sono connesse alla normale operatività.

I derivati su commodity di cash flow hedge sono relativi a derivati su energia per un fair value di 168 milioni di euro, a coperture su gas per 14 milioni di euro e a transazioni su CO₂ per 50 milioni di euro; quelli di trading includono operazioni di copertura gestionale (che non soddisfano i requisiti di copertura IAS/IFRS) relative a combustibili ed altre commodity per un fair value di 4.888 milioni di euro e derivati su energia per un fair value di 492 milioni di euro.

25.3 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie non correnti – Euro 1.610 milioni

Nella tabella che segue è riportato il fair value dei contratti derivati di cash flow hedge, fair value hedge e di trading.

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi di interesse	451	554	(103)
- cambi	1.020	1.627	(607)
- commodity	91	225	(134)
Totale derivati di cash flow hedge	1.562	2.406	(844)
Derivati fair value hedge:			
- cambi	-	-	-
Totale derivati di fair value hedge	-	-	-
Derivati di trading:			
- tassi di interesse	17	21	(4)
- cambi	22	10	12
- commodity	9	4	5
Totale derivati di trading	48	35	13
TOTALE	1.610	2.441	(831)

Analogamente a quanto già commentato nelle attività finanziarie non correnti, il miglioramento del fair value dei derivati di cash flow hedge sui tassi d'interesse è dovuto principalmente al generale aumento della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso del primo semestre 2015.

I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura (mediante cross currency interest rate swap) delle emissioni obbligazionarie in valuta. Il miglioramento del fair value rispetto al 31 dicembre 2014 è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2015, che ha portato inoltre ad una riclassifica da "Passività finanziarie non correnti" ad "Attività finanziarie non correnti", pari a 413 milioni di euro.

I derivati su commodity di cash flow hedge si riferiscono prevalentemente a coperture su energia.

25.4 Contratti derivati inclusi in Passività finanziarie correnti – Euro 5.977 milioni

Nella tabella che segue è riportato il fair value dei "Contratti derivati".

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi di interesse	1	2	(1)
- cambi	11	4	7
- commodity	485	464	21
Totale derivati di cash flow hedge	497	470	27
Derivati di trading:			
- tassi di interesse	64	75	(11)
- cambi	54	71	(17)
- commodity	5.362	4.825	537
Totale derivati di trading	5.480	4.971	509
TOTALE	5.977	5.441	536

La variazione di fair value dei derivati di cash flow hedge è dovuta alla normale operatività ed alla naturale scadenza di operazioni di copertura poste in essere.

Nello specifico, 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 energetiche 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 di cash flow hedge sono relativi a contratti su energia per un fair value di 300 milioni di euro e a coperture su gas e carbone per 185 milioni di euro; quelli di trading includono contratti derivati relativi a combustibili e altre commodity per un fair value di 4.887 milioni di euro e operazioni su energia per un fair value di 475 milioni di euro.

26. Attività e passività valutate al fair value

Ai sensi dell'informativa richiesta dal paragrafo 15B (k) dello IAS 34, si precisa che il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai principi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (cosiddetto exit price).

La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- > Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la società può accedere alla data di valutazione;
- > Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) o indirettamente (derivati da prezzi);
- > Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

Si segnala che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di fair value utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio annuale, e che le metodologie utilizzate nella misurazione di tale fair value di livello 2 e di livello 3 sono coerenti con quelle dell'ultimo bilancio annuale. Per una più ampia descrizione dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo, si rinvia al paragrafo "Uso di stime" contenuto nella Nota 1 della Relazione Finanziaria Annuale al 31 dicembre 2014.

27. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela Vendita di energia per uso proprio
GME – Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti Vendita di energia per uso proprio
GSE – Gestore dei Servizi energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili Vendita di energia per uso proprio
Terna	Controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura Vendita di energia per uso proprio
Gruppo ENI	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni Vendita di energia per uso proprio
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione Vendita di energia per uso proprio

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione Fopen e Fondenel, con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall' "Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico".

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere al 30 giugno 2015 e intrattenuti nel corso del semestre.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Totale	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici												
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	1.232	475	720	130	17	34	2.608	53	2.661	36.325	7,3%
Altri ricavi e proventi	-	-	2	-	169	-	8	179	1	180	1.307	13,8%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11	683	1,6%
Energia elettrica, gas e acquisto combustibile	1.479	636	53	638	2	-	26	2.834	160	2.994	18.642	16,1%
Servizi e altri materiali	-	36	946	56	1	56	19	1.114	52	1.166	8.254	14,1%
Altri costi operativi	1	-	1	28	-	-	1	31	-	31	1.258	2,5%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	(5)	-	-	-	-	(5)	-	(5)	176	-2,8%
Altri oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11	2.959	0,4%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Totale	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali												
Crediti commerciali	-	171	542	29	62	5	19	828	35	863	11.652	7,4%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	2.553	0,2%
Altre attività correnti	-	6	8	-	78	5	2	99	68	167	2.914	5,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	2	2	-	2	1.602	0,1%
Debiti commerciali	530	121	370	165	1.094	38	28	2.346	125	2.471	10.683	23,1%
Altre passività finanziarie correnti	-	-	3	-	-	1	-	4	-	4	948	0,4%
Altre passività correnti	-	-	1	-	-	-	-	1	-	1	11.371	-
Altre informazioni												
Garanzie rilasciate	-	280	220	-	-	-	-	500	-	500		
Garanzie ricevute	-	-	-	150	-	10	25	185	-	185		
Impegni	-	-	2	10	-	14	21	47	-	47		

28. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	5.729	4.304	1.425
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	50.890	54.384	(3.494)
- acquisti di combustibili	65.347	63.605	1.742
- forniture varie	2.161	1.782	379
- appalti	1.895	1.785	110
- altre tipologie	2.380	2.345	35
Totale	122.673	123.901	(1.228)
TOTALE	128.402	128.205	197

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2015 a 50.890 milioni di euro di cui 17.554 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2015-2019, 10.562 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024, 7.247 milioni di euro al periodo 2025-2029 e i rimanenti 15.527 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 2015 a 65.347 milioni di euro di cui 33.904 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2015-2019, 18.127 milioni di euro relativi al periodo 2020-2024, 10.017 milioni di euro al periodo 2025-2029 e i rimanenti 3.299 milioni di euro con scadenza successiva.

29. Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 a cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel

Enel ha proposto ricorso in Cassazione nel febbraio 2015 avverso la sentenza della Corte di Appello di Venezia del 10 luglio 2014.

Contenzioso BEG

Con riferimento all'azione avviata da Albania BEG Ambient Shpk presso lo Stato di New York (USA), in data 27 aprile 2015, Enel SpA ed Enelpower SpA hanno chiesto che il giudizio sia trasferito dal tribunale dello Stato di New York alla Corte Federale. Si è in attesa della decisione sulla competenza tenuto conto dell'opposizione di Albania BEG Ambient Shpk sul punto.

In Italia, si è concluso il primo grado dell'ulteriore giudizio intrapreso da Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower SpA mediante le predette iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient Shpk. Con tale azione, Enelpower SpA ed Enel SpA chiedevano la condanna di BEG SpA a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel SpA ed Enelpower SpA dovessero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient Shpk in caso di esecuzione della sentenza albanese. Con sentenza in data 16 giugno 2015, il Tribunale di Roma ha dichiarato il difetto di legittimazione passiva di BEG SpA ovvero, in via gradata, la inammissibilità della domanda per difetto di interesse ad agire di Enel SpA ed Enelpower SpA, in quanto la sentenza albanese non è ancora stata dichiarata esecutiva in alcun Paese, con compensazione delle spese del giudizio.

Contenzioso Cibran - Brasile

Nell'ambito di un altro dei procedimenti pendenti, il 1° giugno 2015 è stata emessa la sentenza che ha condannato Ampla ad un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 23.042 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 28 milioni di euro) sulla base di un'apposita perizia, oltre interessi. Ampla presenterà appello avverso tale decisione. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 333 milioni di real brasiliani (circa 102 milioni di euro).

El Quimbo (Colombia)

In relazione al Progetto El Quimbo, che prevede la costruzione da parte di Emgesa di un impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia) sono pendenti alcuni procedimenti legali ("acciones de grupo" e "acciones populares") avviati da abitanti/pescatori della zona. A seguito di tali azioni, il Tribunale aveva ordinato a febbraio 2015 la sospensione cautelare dell'attività di riempimento dell'invaso finché non fossero soddisfatti alcuni specifici requisiti.

La misura cautelare è stata successivamente modificata permettendo il riempimento del bacino, iniziato il 30 giugno 2015. Tuttavia, in data 3 luglio 2015, la CAM (Autorità ambientale regionale) ha emesso un provvedimento (medida preventiva) che ordina nuovamente di sospendere temporaneamente il riempimento del bacino stesso.

Data l'impossibilità tecnica di sospendere la procedura di riempimento, in data 17 luglio 2015, è stato notificato a Emgesa un provvedimento di modifica della misura cautelare che inibisce la produzione di energia fintanto che l'ANLA (autorità ambientale nazionale) attesti che la società ha ritirato la biomassa e

i rifiuti forestali dal bacino del Quimbo. La società sta valutando diverse alternative per richiedere la rimozione o la modifica della misura.

Procedimento utenti Nivel de Tension Uno (Colombia)

Si tratta di un'azione collettiva (cd. Accion de Grupo) avviata dal Centro Medico de la Sabana ed altri soggetti nei confronti di Codensa per ricevere la restituzione di quanto, secondo gli attori, sarebbe stato pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda nell'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di un'agevolazione tariffaria a cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella Delibera n. 82 del 2002, successivamente modificata dalla Delibera n. 97 del 2008. Il procedimento si trova attualmente nella fase istruttoria. L'importo stimato del procedimento è di circa 337.626.840.000 pesos colombiani (circa 131 milioni di euro).

Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

L'udienza del procedimento arbitrale avviato da Electrica per le asserite violazioni del Privatization Agreement si è tenuta nella prima settimana di giugno 2015 ed è previsto lo scambio delle memorie conclusive il 31 luglio 2015.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

La società Slovenské elektrárne ("SE") ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione del 9 marzo 2015 con la quale il tribunale d'appello, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado, aveva dichiarato la nullità del contratto, nonché domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre ("VIAC") sulla base del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund della Repubblica slovacca e SE, quest'ultima ha diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operation Agreement per motivi non imputabili a SE.

SE ha inoltre ricevuto (ad aprile 2015) una lettera da parte di Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") per il pagamento di circa 490 milioni di euro come conseguenza dell'asserito arricchimento senza giusta causa per la gestione della centrale nel periodo 2006-2015. SE ha risposto respingendo tale richiesta.

Infine, VV ha promosso un'ulteriore azione presso la District Court di Bratislava volta alla restituzione del corrispettivo pagato dalla stessa VV a SE per il trasferimento degli asset effettuato nell'ambito della privatizzazione.

Arbitrato LaGeo

Secondo quanto previsto dall'accordo quadro, la risoluzione definitiva del contenzioso in essere con la Repubblica di El Salvador e l'estinzione del procedimento arbitrale ICSID è soggetta all'avveramento di determinate condizioni (estinzione delle azioni giudiziarie locali pendenti nei confronti di Enel Green Power e dei suoi rappresentanti) che si dovranno verificare nei prossimi sei mesi. È in corso di verifica lo stato di avveramento delle diverse condizioni previste. Nelle more il procedimento ICSID è stato sospeso.

30. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Modifiche normative in Slovacchia inerenti il decommissioning nucleare

In data 8 luglio 2015, il governo slovacco ha approvato la nuova strategia per il "back-end" del combustibile nucleare esausto, secondo la quale l'avvio del funzionamento del deposito permanente per tali scorie ("permanent storage") è stato rinviato dal 2037 al 2065.

Si segnala che il Gruppo, coadiuvato nell'attività da esperti indipendenti, ha già avviato dal precedente esercizio (anche sulla base delle bozze di questa disposizione) uno studio mirato a rivisitare tutte le variabili che incidono nella stima degli oneri del decommissioning nucleare slovacco; pertanto, gli eventuali effetti derivanti da tali analisi saranno riflessi nel secondo semestre 2015, ad esito di tale studio.

Conferma di Enel nell'indice FTSE4Good

In data 13 luglio 2015, il Gruppo Enel è stato riconfermato nel prestigioso indice FTSE4Good, ottenendo un punteggio assoluto di 4,3 su 5 nella performance ESG (Environmental – Social – Governance). L'indice misura il comportamento delle imprese in ambiti quali la lotta al cambiamento climatico, la governance, il rispetto dei diritti umani e la lotta alla corruzione. Anche Enel Green Power, la società attiva nell'ambito delle energie rinnovabili del Gruppo, è stata confermata nell'indice. Creata da FTSE Russell, società che opera nel campo degli indici globali, FTSE4Good è una serie di indici azionari progettati per favorire l'investimento in aziende in base alle loro performance ESG. Le aziende presenti nel FTSE4Good Index Series soddisfano una serie di criteri ambientali, sociali e di governance.

Riorganizzazione delle attività in America Latina

In data 27 luglio 2015, i consigli di amministrazione di Enersis S.A. ("Enersis") e delle sue controllate Endesa Chile e Chilectra S.A. ("Chilectra"), a seguito dell'analisi del progetto di riorganizzazione societaria volta a separare le attività di generazione e distribuzione di energia elettrica svolte in Cile da quelle sviluppate in altri Paesi dell'America Latina, hanno condiviso che tale riorganizzazione venga realizzata mediante le seguenti operazioni societarie: (i) la scissione parziale di Endesa Chile e Chilectra, mediante l'assegnazione di tutte le rispettive attività e passività detenute negli altri Paesi dell'America Latina (i.e., diversi dal Cile) in favore di due società di nuova costituzione, denominate, rispettivamente, "Endesa Americas" e "Chilectra Americas"; (ii) la scissione parziale di Enersis, mediante l'assegnazione di tutte le relative attività e passività detenute in Cile (ivi comprese le partecipazioni in Endesa Chile e Chilectra) in favore di una società di nuova costituzione denominata "Enersis Chile" con il contestuale cambiamento della denominazione sociale di Enersis in "Enersis Americas", società che rimarrà titolare di tutte le attività e passività detenute negli altri Paesi dell'America Latina (tra cui le partecipazioni nelle indicate società di nuova costituzione Endesa Americas e Chilectra Americas); (iii) la successiva fusione per incorporazione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas. Tale ultima società, ad esito della fusione, risulterà pertanto titolare di tutte le partecipazioni detenute dal perimetro Enersis negli altri Paesi dell'America Latina (i.e., diversi dal Cile). È previsto che Enersis Chile ed Enersis Americas abbiano sede in Cile e le relative azioni siano quotate sugli stessi mercati in cui attualmente sono quotate le azioni Enersis. Nessuna delle suddette operazioni comporterà l'apporto di nuovi conferimenti in denaro da parte degli azionisti delle società coinvolte.

È altresì previsto che la prima fase di tale riorganizzazione, concernente le indicate scissioni di Endesa Chile, Chilectra ed Enersis, sia sottoposta all'approvazione delle rispettive Assemblee degli azionisti nell'ultimo trimestre del 2015 e che il processo di riorganizzazione societaria possa essere completato entro il terzo trimestre del 2016.

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 2015, 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 Francesco Starace e Alberto De Paoli, 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 applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2015 e il 30 giugno 2015.

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 sull'informativa finanziaria. 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 sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che:
 - 3.1 il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2015:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dalla Comunità 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, 29 luglio 2015

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili
societari di Enel SpA

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2015

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 2015, a norma dell'art. 2359 cod. civ., nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione sociale, la sede legale, la nazione, il capitale sociale, la valuta, l'attività, il metodo di consolidamento, 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	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	Italia	9.403.357.795,00	EUR	Holding industriale	Holding		100,00%	
Controllate									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Acquisition LLC Pyrites Hydro LLC	50,00% 50,00%	34,83%
3-101-665717 SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	PH Chucas SA	100,00%	42,67%
3SUN Srl	Catania	Italia	35.205.984,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione, gestione di impianti di fabbricazione di pannelli solari	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Adam Solar PV Project Three (Pty) Ltd	Mowbray	Repubblica del Sudafrica	1,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Adams Solar PV Project Two (RF) Pty Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	500.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	80,00%	54,63%
Agrupación Acefnat AIE	Barcellona	Spagna	793.340,00	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	11,69%
Aguilon 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,21%
Albany Solar LLC	Minnesota	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Almeyda Solar SpA	Santiago	Cile	1.736.965.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	68,23%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	3.010,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	450.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
Altomonte Fv Srl	Cosenza	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	68,29%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.415,92	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	129.823,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA Chilectra Inversud Chilectra SA Enersis SA	46,89% 21,02% 10,34% 21,38%	55,79%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	901.520,00	EUR	Sviluppo regionale	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Annandale Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Apamea 2000 SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Aquenergy Systems LLC	Greenville (South Carolina)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Aquila Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	19.232.400,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Joint operation	Endesa Generación SA	85,41%	59,91%
Atea Srl	La Spezia	Italia	10.001,00	EUR	Installazione di altre macchine ed apparecchiature industriali	Equity	Enel Italia Srl	0,01%	0,01%
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	14.285,71	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Atwater Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Ayesa Advanced Technologies SA	Siviglia	Spagna	663.520,00	EUR	Servizi informatici	Posseduta per la vendita	Endesa Servicios SL	22,00%	15,43%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA Empresa Nacional de Electricidad SA	99,00% 0,51%	18,54%
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	22.368.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA Empresa Nacional de Electricidad SA	99,00% 0,51%	18,54%
Barnet Hydro Company LLC	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Sweetwater Hydroelectric LLC	10,00% 90,00%	68,29%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica	Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	46,09%
Beaver Valley Holdings LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Beaver Valley Power Company LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	(Cataldo) Hydro Power Associates Enel Green Power North America Inc.	75,00% 25,00%	43,19%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Boiro Energia SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Bolonia Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.008,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Chi Idaho LLC	32,00% 68,00%	68,29%
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Bp Hydro Associates	24,08% 75,92%	68,29%
Braila Power SA	Sat Chiscani, Comuna Chiscani	Romania	1.900.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	29,93%	29,93%
Brooten Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	51,22%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Lombardy East	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Bypass Limited LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Bypass Power Company LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	100,00%	68,29%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Carboex SA	Madrid	Spagna	24.040.484,18	EUR	Fornitura di combustibili	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Carbopego - Abastecimientos E Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Equity	Endesa Generación SA Endesa Generación Portugal SA	49,99% 0,01%	35,07%
Carocraft (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	97,00%	66,24%
Carodex (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,49%	67,26%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	68,29%
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Puerto del Rosario	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	289.340.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,75%	51,03%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	35.595.178.229,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Inversora Dock Sud SA	69,99%	24,24%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	75,00%	27,96%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,15%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	22,99%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,38%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione di impianti elettrici	Equity	Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA	1,30% 6,40% 33,20%	9,80%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	158.975.665.182,00	CLP	Progettazione	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	51,00%	18,54%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Nuclenor SA Endesa Generación SA	0,69% 23,57%	16,77%
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Kalná nad Hronom Mochovce 6	Slovacchia	6.639,00	EUR	Attività di ricerca e sviluppo nel settore scientifico e dell'ingegneria	Posseduta per la vendita	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	8.550.000,00	EUR	Ricerche, servizi di prova e collaudo	Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Chepei Desarrollo Solar L	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Cherokee Falls Hydroelectric Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Black River LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Idaho LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi West LLC	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	569.020.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	100,00%	60,07%
Chilectra SA	Santiago	Cile	36.792.868.194,00	CLP	Holding di partecipazioni. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	99,09%	60,07%
Chinango SAC	Lima	Perù	294.249.298,00	PEN	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Edegel SA	80,00%	28,42%
Chisago Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	75,00%	51,22%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Equity	Slovenské elektrárne AS	35,00%	23,10%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13.209.330.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Chilectra SA Enersis SA	9,35% 39,13%	29,34%
Cogeneración El Salto SL (in liquidazione)	Saragozza	Spagna	36.060,73	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	20,00%	13,81%
Cogeneración Lipsa SL	Barcelona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	13,81%
Comercializadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Endesa Argentina SA	55,00% 45,00%	49,70%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	21.372.000,00	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	442.950.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Enel Brasil SA	15,18% 58,87%	39,32%
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	65,58%
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	São Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Pp - Co-Geração SA	51,00% 49,00%	69,03%
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,15%
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	Argentina	14.175.999,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	51,15%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	331.815.034.140,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Enersis SA	96,21% 3,78%	37,28%
Compañía Energética Veracruz SAC	Lima	Perù	2.886.000,00	PEN	Progetti idroelettrici	Integrale	Generalima SA	100,00%	60,62%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	35,63%	24,60%
Compostilla Re SA	Lussemburgo	Lussemburgo	12.000.000,00	EUR	Riassicurazione	Integrale	Enel Insurance NV	100,00%	85,07%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature ed impianti	Integrale	Enel Ingegneria e Ricerca SpA Enel Produzione SpA	49,00% 51,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	110.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	550.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,82%	55,87%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Copenhagen Hydro LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	1.021.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	25,00%	17,26%
Crucero Oeste Cinco SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
Crucero Oeste Cuatro SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
Crucero Oeste Dos SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
Crucero Oeste Tres SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
Crucero Oeste Uno SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
De Rock'I Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Depuracion Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Desarollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	5.313.807,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de Cv	99,99% 0,01%	68,29%
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Cile	351.604.338,00	CLP	Produzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Electrica Panguipulli SA	100,00%	68,23%
Dietrich Drop LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Dioflash (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Diseño de Sistemas en silicio SA (in liquidazione)	Valencia	Spagna	578.000,00	EUR	Sistemi fotovoltaici	-	Endesa Servicios SL	14,39%	10,09%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcelona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL Endesa Red SA	45,00% 55,00%	70,14%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA	Bogotá DC	Colombia	1.000.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Codensa SA ESP	49,00%	14,38%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Tenerife	Spagna	12.621.210,00	EUR	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Distrielec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.610.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Chilectra SA Enersis SA	0,89% 23,42% 27,19%	30,87%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Dodge Center Distributed Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	279.282.225,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power México S de RL de Cv	0,04% 99,96%	68,29%
Drift Sand Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Eastwood Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Edegel SA	Lima	Perù	2.064.301.735,00	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Generandes Perú SA Empresa Nacional de Electricidad SA	54,20% 29,40%	35,53%
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	69,03%
Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Eolverde - SGPS SA	50,00%	25,89%
EGP BioEnergy Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	68,29%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Solar Holdings LLC	100,00%	34,83%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Stillwater LLC	100,00%	34,83%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	68,29%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGPNA REP Holdings LLC	51,00%	34,83%
EGPNA REP Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGPNA REP Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	34,83%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	34,83%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	34,83%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	34,83%
El Dorado Hydro LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	809.690,40	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel SpA Endesa Generación SA	4,32% 40,99%	33,07%
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,07%
Electra Capital (RF) Pty Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Elctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Generalima SA	80,00% 20,00%	60,62%
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	165.880,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	33,29%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.820,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,07%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.130,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,07%
Electrogas SA	Santiago	Cile	61.832.327,00	USD	Holding di partecipazioni	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	15,45%
Elk Creek Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Emgesa Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Trading di energia elettrica	Integrale	Emgesa SA ESP	100,00%	22,87%
Emgesa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	655.222.310.000,00	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Empresa Nacional de Electricidad SA	21,61% 26,87%	22,87%
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,38%	36,16%
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	80,00%	55,22%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Inversiones Distrilima SA Enersis SA	51,68% 24,00%	45,79%
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá DC	Colombia	39.699.630.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	82,34%	11,84%
Empresa Distribuidora Sur SA	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Distrilec Inversora SA Chilectra SA Enersis SA	56,36% 20,85% 22,25%	43,41%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra SA	100,00%	60,07%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Electrica Cabo Blanco SA Generalima SA	60,00% 36,50%	58,50%
Empresa Electrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,23%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	200.319.020,73	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	92,65%	33,69%
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	1.331.714.090.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	59,98%	36,36%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.752.517,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00%	34,80%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000,00	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Enel Latinoamérica SA	11,11%	11,11%
En-Brasil Comercio E Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Attività elettrica	Integrale	Enel Brasil SA Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	99,99% 0,01%	51,15%
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	99,66% 0,34%	36,36%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Comercialização de Energia SA	Oporto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,14%
Endesa Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina Empresa Nacional de Electricidad SA Southern Cone Power Argentina	49,68% 24,85% 1,15%	27,52%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	12.981.860,00	EUR	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	2.000.000,00	EUR	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,14%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	4.621.003.006,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Gas SAU	Saragozza	Spagna	45.261.350,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di gas	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Generacion Nuclear	Siviglia	Spagna	60.000,00	EUR	Subholding di partecipazioni	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA Endesa Energía SA Enel Green Power España SL Energías de Aragón II SL Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	99,20% 0,20% 0,20% 0,20% 0,20%	70,14%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.940.379.737,02	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcelona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,14%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Red SA	Barcelona	Spagna	719.901.728,28	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Iberoamérica Srl	70,14%	70,14%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary (Alberta)	Canada	16.251.021,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Enel Atlantic Canada Limited Partnership	Newfoundland	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc. Newind Group Inc.	99,90% 0,10%	68,29%
Enel Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.320.049.091,42	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Chilectra Inversud SA Chilectra SA Edegel SA Empresa Nacional de Electricidad SA	50,09% 5,94% 5,33% 4,00% 34,64%	51,15%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	34,83%
Enel Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	Romania	37.004.350,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	140.000.000,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Esn Management BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.370,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	50,06%	34,18%
Enel France Sas	Parigi	Francia	34.937.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Gas Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel GP Newfoundland and Labrador Inc.	Newfoundland	Canada	1.000,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	34,83%
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	2.131.724.676,70	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,29%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Rio de Janeiro	Brasile	76.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	85.681.857,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Hydromac Energy BV	99,99% 0,01%	68,23%
Enel Green Power Colombia	Bogotá DC	Colombia	300.000.000,00	COP	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Costa Rica	San José	Costa Rica	27.500.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Cristal Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	143.611.892,84	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power Cristalândia I Eólica SA	Brasile	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	70.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Serra Azul Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	13.900.297,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,29%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99%	
Enel Green Power Development BV	Amsterdam	Olanda	20.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Green Power International BV	99,00%	
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	Egitto	250.000,00	EGP	Gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.071.090,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	67,61%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	177.500.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	60,00%	69,03%
							Endesa Generación SA	40,00%	
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	62.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Finale Emilia Srl	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	70,00%	47,80%
Enel Green Power Granadilla SL	Tenerife	Spagna	3.012,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	44,87%
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Holding Company	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	2,00%	68,29%
							Enel Green Power International BV	98,00%	
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.737.850,00	EUR	Holding di partecipazioni, Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Ituverava Norta Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Ituverava sul Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	165.000.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	30.728.470,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	0,01%	68,23%
							Hydromac Energy BV	99,90%	
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	70.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Parque Eólico Serra Azul Ltda	1,00%	
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	973.703.665,00	MXN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	175.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	68,12%
							Enel Brasil SA	1,00%	
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	150.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil SA	1,00%	68,12%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Morro do Chapéau I Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Morro do Chapéau II Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	177.500.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	68,28%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	230.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	68,28%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Perù SA	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,23%
							Enel Green Power International BV	99,90%	
Enel Green Power Primavera Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	143.611.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	2.430.631.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Development BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Salto Apicás SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	14.412.120,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Serra Azul Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	80,00%	54,63%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	143.611.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione gestione di impianti fotovoltaici (holding)	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel SpA	68,29%	68,29%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,28%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	Istanbul	Turchia	10.154.658,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Uruguay SA	Oficina 1508	Uruguay	400.000,00	UYU	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	Italia	1.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Enel Iberoamérica Srl	Madrid	Spagna	500.000.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Roma	Italia	30.000.000,00	EUR	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	Olanda	60.000,00	EUR	Holding nel settore delle assicurazioni	Integrale	Endesa SA Enel Investment Holding BV	50,00% 50,00%	85,07%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Italia Srl	Roma	Italia	50.000.000,00	EUR	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Latinoamérica SA	Madrid	Spagna	796.683.058,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Iberoamérica Srl	100,00%	100,00%
Enel Longanesi Developments Srl	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel M@P Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	Integrale	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100,00%	68,29%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Oil & Gas España SL	Madrid	Spagna	33.000,00	EUR	Esplorazione, ricerca e produzione di idrocarburi	Integrale	Enel Oil & Gas SpA	100,00%	100,00%
Enel Oil & Gas SpA	Roma	Italia	200.000.000,00	EUR	Upstream gas-estrazione di gas naturale	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Productie Srl	Bucarest	Romania	20.210.200,00	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	1.800.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Romania Srl	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Prestazione di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Russia PJSC	Ekaterinburg	Federazione Russa	35.371.898.370,00	RUB	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	56,43%	56,43%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	34,83%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Banat SA Enel Distributie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	5.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	68,29%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	34,83%
Enel Stoccaggi Srl (in liquidazione)	Roma	Italia	3.030.000,00	EUR	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio di gas naturale	-	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Trade d.o.o.	Zagabria	Croazia	2.240.000,00	HRK	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	21.250.000,00	RON	Sourcing e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Serbia d.o.o.	Belgrado	Serbia	300.000,00	EUR	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade SpA	Roma	Italia	90.885.000,00	EUR	Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	12.500.000,00	EUR	Factoring	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Newhydro Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.si Srl	Roma	Italia	5.000.000,00	EUR	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel Energia SpA	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	60.108,80	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	5.000.000,00	SAR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enelpower Spa	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000,00	BRL	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Enelpower Spa	Milano	Italia	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	17,98%	24,82%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	17,98%	
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	3.606.060,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	27,00%	18,64%
Energía de La Loma SA	Jean	Spagna	4.450.000,00	EUR	Bio-masse	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	41,42%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Energia Global de Mexico (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	67,61%
Energia Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	100,00%	68,29%
Energia Limpia de Palo Alto S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	157.908.600,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99%	68,29%
							Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	0,01%	
Energia Marina SpA	Santiago	Cile	2.404.240.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Chile Ltda	25,00%	17,06%
Energia Nueva de Iggú S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.139.737.500,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,90%	68,23%
							Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de Cv	0,01%	
Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,04%	68,29%
							Enel Green Power International BV	99,96%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	5.589.393,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	53,77%	37,12%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Energías de Graus SL	Barcelona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,02%
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500,00	EUR	Bio-masse	Integrale	Enel Green Power España SL	68,42%	47,23%
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	53,15%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	963.300,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	55,22%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	656.615.400,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energia Nueva de Iggú S de RL de Cv	99,99% 0,01%	68,29%
Energie Electricque de Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	750.400.000,00	MAD	Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación SA	32,00%	22,45%
Energosluzby AS (in liquidazione)	Trnava	Slovacchia	33.194,00	EUR	Prestazione di servizi alle imprese	-	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	2.191.200,00	EUR	Gestione della rete in fibra ottica	Equity	Slovenské elektrárne AS	20,00%	13,20%
ENergy Hydro Piave Srl	Soverzene	Italia	800.000,00	EUR	Acquisto e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Enerlasa SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.021.700,58	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,06%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	40,97%
Enersis SA	Santiago	Cile	5.669.280,72	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Latinoamérica SA Enel Iberoamérica Srl	40,32% 20,30%	60,62%
Enexon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Eolcinf - Produçao de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Eoflor - Produçao de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,21%
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Eólica Fazenda Nova - Generaçao E Comercializaçao de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti eolici	Integrale	Enel Brasil SA	99,95%	51,13%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,50%	34,86%
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201.540,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Participaciones Especializadas S de RL de Cv	56,98% 39,50%	65,88%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	55,22%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	216.360,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	55,00%	37,97%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura (Las Palmas)	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.758.000,00	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	41,42%
Eolverde - SGPS SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Trattamento e distribuzione delle acque	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	75,00%	51,77%
Erecosalz SL (in liquidazione)	Saragozza	Spagna	18.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	33,00%	22,78%
Essex Company LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448.000,00	UYU	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Uruguay SA	100,00%	68,29%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	70,00%	48,32%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	73,60%	50,81%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	44,87%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	8.046.800,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,13%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	4.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,13%
Fiesta City Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	750.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Fowler Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Fuentes Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Renovables de Guatemala SA Enel Green Power Guatemala SA	40,00% 60,00%	66,61%
Fulcrum LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186,00	USD	Produzione di energia elettrica	Integrale	Gas Atacama SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	99,90% 0,05%	36,80%
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Inversiones Gasatacama Holding Ltda	100,00%	36,82%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.000,00	EUR	Distribuzione di gas	Integrale	Endesa Generación Portugal SA Endesa Gas SAU	28,00% 72,00%	70,14%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gas Atacama Chile SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA Gas Atacama SA	42,71% 0,03% 57,23%	36,80%
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Equity	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	36,80%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	18.638,52	CLP	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gasoducto Atacama Argentina SA Gas Atacama Chile SA	0,12% 99,88%	36,80%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gauley River Power Partners LLC	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power International BV	1,00% 99,00%	68,29%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power International BV	0,01% 99,99%	68,29%
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enerisis SA	100,00%	60,62%
Generandes Perú SA	Lima	Perù	853.429.020,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Enerisis SA	61,00% 39,00%	45,82%
Geotermica del Norte SA	Santiago	Cile	100.721.349.979,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,39%	35,06%
Gibson Bay Wind Farm (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	33,33%	12,12%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Gnl Norte SA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Generazione di energia elettrica	Integrale	Gas Atacama Chile SA	50,00%	36,80%
							Gasoducto Taltal SA	50,00%	
Gnl Quintero SA	Santiago	Cile	114.057.353,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	7,27%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	34,83%
Goodyear Lake Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	30.936.736,00	EUR	Sviluppo e manutenzione dell'impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,28%
Green Fuel Corporación SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.717.049,55	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	24,24%	16,73%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación II SA	100,00%	70,14%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	675.400,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hastings Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Helio Atacama Nueve SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	68,23%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcelona	Spagna	126.210,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Hidroeléctrica de Ouros SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,71%
Hidroeléctrica DonRafael SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroinvest SA	59,00%	23,77%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	2,48%	
							Endesa Argentina SA	6,19%	
Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	30.890.736,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	68,28%
Hidroflamicell SL	Barcelona	Spagna	78.120,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	52,61%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Argentina SA	54,15%	34,94%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	41,94%	
Hidromondego - Hidroelectrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA	10,00%	70,14%
							Endesa Generación SA	90,00%	
High Shoals LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,21%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hydro Development Group Acquisition LLC	Albany (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	3.000.000,00	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	Equity	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydro Energies Corporation	Williston (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydrogen Park-Marghera Per L'idrogeno Scrl	Venezia	Italia	245.000,00	EUR	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	Integrale	Enel Produzione SpA	60,00%	60,00%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
I-EM Srl	Torino	Italia	28.571,43	EUR	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	1,00% 99,00%	37,27%
Inkolan Informacion y Coordinacion de obras AIE	Bilbao	Spagna	84.140,00	EUR	Informazioni sulle infrastrutture di cui sono titolari le imprese associate alla Inkolan	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	14,29%	10,02%
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.428.520,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	436.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.471.798,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	514.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	423.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	465.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	509.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	447.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	224.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Multimedia University Srl (in fallimento)	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione a distanza	-	Enel Italia Srl	13,04%	13,04%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	287.837.245,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	69,85% 30,15%	60,45%
Inversiones Gasatagama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00% 50,00%	36,82%
Inversora Codensa Sas	Bogotá DC	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	29,34%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	57,14%	34,64%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	61.474.475,77	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Kalenta SA	Maroussi	Grecia	4.359.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	68,29%
Kavacik Eolico Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	9.000.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Kelley's Falls LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kirklareli Eoliko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	5.250.000,00	TRY	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Kongul Enerji Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	125.000.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Kromschroeder SA	Barcellona	Spagna	627.126,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Gas SAU	29,26%	20,52%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,38%
LaChute Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Lake Emily Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lake Pulaski Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lester Prairie Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di attività elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Lindahl Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Lipetskenergosbyt LLC (in liquidazione)	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	7.500,00	RUB	Vendita di energia elettrica	-	Rusenergosbyt LLC	75,00%	37,13%
Little Elk Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Lower Saranac Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Lower Saranac Hydro Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Lower Valley LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Lowline Rapids LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Chilectra SA Enersis SA	99,90% 0,10%	60,07%
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Manlenox (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	97,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,87%	67,52%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	110.061.500,00	EUR	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Matrigenix (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Mayhew Lake Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Equity	Nuclenor SA	50,00%	17,54%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.701,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	68,28%
Mill Shoals Hydro Company ILLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Minas de Estercuel SA	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL	99,65%	69,84%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91%	70,08%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL	15,00%	10,35%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	25,20%
Missisquoi Associates LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	9.709.200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	49,00%	33,46%
Montrose Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Mustang Run Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	68,29%
Newbury Hydro Company LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Nojoli Wind Farm (RF) Pty Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Northwest Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	100,00%	68,29%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000,00	EUR	Impianto nucleare	Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,07%
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4 SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	60,00%	42,09%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	54.410.000,00	EUR	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di security	Posseduta per la vendita	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Odell Sponsorco LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	50,00%	34,14%
Oficina de Cambios de Suministrador SA	Madrid	Spagna	70.000,00	EUR	Servizi connessi al mercato dei prodotti energetici	-	Endesa Energía XXI SL	2,96%	14,03%
							Endesa Distribución Eléctrica SL	5,19%	
							Endesa Energía SA	11,50%	
							Endesa Gas SAU	0,35%	
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Operacion y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	85,00%	58,05%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	34,83%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Osage Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Osage Wind LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Osage Wind Holdings LLC	50,00%	34,14%
Ottawaquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Ovacik Eoliko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	11.250.000,00	TRY	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,01%
Oyster Bay Wind Farm (Pty) Ltd	Cape Town	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
P.E. Cote SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
P.V. Huacas SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Pampa Solar Norte Cuatro SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Helio Atacama Nueve SpA	100,00%	68,23%
Pampa Solar Norte Dos SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Helio Atacama Nueve SpA	100,00%	68,23%
Pampa Solar Norte Uno SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Helio Atacama Nueve SpA	100,00%	68,23%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,13%
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcelona	Spagna	1.313.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,71%
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Barcelona	Spagna	1.183.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,71%
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.603.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	55,22%
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	420.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	55,22%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	75,00%	51,77%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,16%	34,63%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	69,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	82,00%	56,61%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	901.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,67%	45,33%
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	125.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	75,00%	51,77%
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.810.340,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,13%
Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	5.091.945,30	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 0,04%	67,63%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	75,50%	52,12%
Parque Eólico Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	52,00%	35,90%
Parque Eólico Renaico SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	68,23%
Parque Eólico Serra Azul Ltda	Bahia	Brasile	940.567,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00% 50,00%	69,03%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	58,00%	40,04%
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,23%
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile Ltda	0,01% 99,99%	68,23%
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Solar Carrera Pinto SA	Santiago	Cile	10.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,00%	67,54%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Chile Ltda	34,57% 60,92%	65,17%
Paynesville Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Pegop - Energía Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,02% 49,98%	35,07%
Pelzer Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	5.000,00	EUR	Sviluppo delle attività di generazione	Integrale	Endesa Generación II SA	70,00%	49,10%
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Costa Rica	22,17% 40,31%	42,67%
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	33,44%	22,84%
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
PH Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	34,32%	23,44%
Pine Island Distributed Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Pipestone Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	56,12%	38,74%
Powercrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	34,14%
Powercrop Russi Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	34,14%
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	34,14%
Pp - Co-Geração SA	São Paio de Oleiros	Portogallo	50.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	69,03%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	51,22%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	75,00%	51,22%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	36.965.444,64	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Productor Regional de Energia Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	82,89%	57,22%
Productor Regional de Energia Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	85,00%	58,68%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Productora de Energías SA	Barcelona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,71%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	10.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	100,00%	56,43%
Progas SA	Santiago	Cile	1.526.000,00	CLP	Distribuzione di gas	Integrale	Gas Atacama SA Gas Atacama Chile SA	0,10% 99,90%	36,80%
Promociones Energeticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.735,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	68,28%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	601.000,00	EUR	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00%	31,56%
Proyecto Eólico El Pedregal SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
Proyectos Universitarios de Energias Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,01%
PT Bayan Resources Tbk	Jakarta	Indonesia	333.333.350.000,00	IDR	Energia	-	Enel Investment Holding BV	10,00%	10,00%
Pulida Energy (RF) Proprietary Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52,70%	35,99%
Pyrites Hydro LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.566.510,61	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Rattlesnake Creek Wind Project LLC	Lincoln (Nebraska)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	32,34%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Repubblica di Panama	2.700.000,00	USD	Telecomunicazioni	-	Enel Latinoamérica SA	11,11%	11,11%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power International BV Enel Green Power SpA	0,01% 42,83% 51,00%	64,08%
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Equity	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
Rock Creek Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Equity	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Krai	Federazione Russa	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Rusenergosbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Federazione Russa	100.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Equity	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	21,70%
Salmon Falls Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Russia PJSC OGK-5 Finance LLC	99,99% 0,01%	56,43%
Santo Rostro Cogeneración SA (in liquidazione)	Siviglia	Spagna	207.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,06%
Scandia Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Se Hazelton A.LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Slovenskè elektrárne AS	100,00%	66,00%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaizere SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	69,03%
Serra do Mocosó Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	0,01%
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda	Santiago	Cile	61.948.673.981,00	CLP	Servizi ICT	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	99,90% 0,10%	60,62%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820,00	EUR	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel.Newhydro Srl	41,55%	41,55%
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversao de Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	55,00%	37,97%
Sistema de Gestión Energética en la Nube SL	Madrid	Spagna	4.943,00	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	16,70%	11,53%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	19,42%
Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	2.007.750,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	96,00%	66,27%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Slate Creek Hydro Company LLC	95,00%	33,09%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Slovenské elektrárne Česká republika Sro	Praga	Repubblica Ceca	3.000,00	CZK	Fornitura di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	EUR	Produzione di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Smart P@Per SPA	Potenza	Italia	2.184.000,00	EUR	Servizi	-	Enel Servizio Elettrico SpA	10,00%	10,00%
SMART-I Srl	Roma	Italia	14.571,43	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	68,29%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.969.032,25	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495,00	CLP	Investimenti finanziari	Integrale	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda	57,50%	34,86%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	64,74%	44,69%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.048,42	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	41,42%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá DC	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Emgesa SA ESP Inversora Codensa Sas	94,95% 4,90%	23,15%
Società Agricola Trino Srl	Milano	Italia	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Agatos Green Power Trino	100,00%	54,63%
Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA (in breve "Galsi SpA")	Milano	Italia	37.419.179,00	EUR	Ingegneria nel settore energetico ed infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	17,65%	17,65%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingenieria SLU	50,00%	35,07%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	36,00%	24,85%
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.874.798,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	98,03% 1,97%	36,38%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Stipa Nayaá SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power México S de RL de Cv	40,16% 55,21%	65,13%
Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	8.757.214,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	57,00%	38,92%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	12.020.240,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	33,50%	23,50%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	2.800.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	42,09%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	2.050.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	51,22%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	200.000,00	EUR	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	Integrale	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	100,00%	100,00%
Sweetwater Hydroelectric LLC	Concord (New Hampshire)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,56%
Tecnoquat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	75,00%	51,22%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	38,89%	27,28%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Central Dock Sud SA Endesa Costanera SA Hidroeléctrica El Chocón SA	5,32% 5,51% 18,85%	7,29%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Hidroeléctrica El Chocón SA Central Dock Sud SA Endesa Costanera SA	18,85% 5,32% 5,51%	7,29%
Termotec Energía AIE (in liquidazione)	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,06%
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811,37	EUR	Attività nel settore agroindustriale	Equity	Enel Green Power SpA	20,00%	13,66%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	68,29%
Tko Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Tobivox (RF) Pty Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,01%
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	69,03%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	19,90%	13,59%
Transmisora de Energia Renovable SA	Guatemala	Guatemala	233.561.800,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	440.644.600,00	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	18,64%
Transportadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	51,15%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	72.120,00	EUR	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	51,44%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Highfalls Hydro Company Inc. Enel Green Power North America Inc.	98,00% 2,00%	68,29%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Falls Hydro Company LLC	99,51%	34,66%
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Ufefys SL (in liquidazione)	Aranjuez	Spagna	304.150,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Ukuqala Solar Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	190.171.520,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Rez	Repubblica Ceca	524.139.000,00	CZK	Ricerca e sviluppo energia nucleare	Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	18,33%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	740.000,00	TRY	Costruzione di impianti, produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Vidigenix (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	97,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	97,75%	66,75%
Vientos del Altiplano S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	30.330,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	99,99% 0,01%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	Spagna	160.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	67,00%	46,25%
Walden LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Waseca Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
West Faribault Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
West Hopkinton Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
West Waconia Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	USA	300,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	1.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	1.110.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	556.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	424.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	389.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	555.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.504.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	225.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	575.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	496.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	260.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	19,97%
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
Wyoming Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Energis SA	22,22%	13,47%
Yedesa-Cogeneración SA (in liquidazione)	Almería	Spagna	234.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Zumbrota Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%

Enel

Società per azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita, 137



Enel S.p.A.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015

**Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio
consolidato semestrale abbreviato**

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal conto economico consolidato, dal prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo, dallo stato patrimoniale consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note illustrative della Enel S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Enel") al 30 giugno 2015. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

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 del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2015 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, 3 agosto 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.



Massimo degli Paoli
(Socio)