

# Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2016





# Indice

Relazione intermedia sulla gestione.....	5
La nostra missione.....	6
Modello organizzativo di Enel.....	7
Organi sociali.....	9
Sintesi dei risultati.....	11
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo.....	17
Risultati per area di attività.....	28
> Italia.....	32
> Penisola iberica.....	38
> America Latina.....	43
> Europa dell'Est.....	49
> Energie Rinnovabili.....	54
> Altro, elisioni e rettifiche.....	58
Fatti di rilievo del primo semestre 2016.....	60
Scenario di riferimento.....	66
Principali rischi e incertezze.....	84
Prevedibile evoluzione della gestione.....	91
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.....	147
Allegati.....	148
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2016.....	149



# Relazione intermedia sulla gestione

# MISSIONE 2025

## APRIAMO L'ACCESSO ALL'ENERGIA A PIÙ PERSONE.

Useremo e amplieremo le nostre dimensioni, per raggiungere e connettere più persone ad un'energia sicura e sostenibile, in particolare in Sud America e Africa.

## APRIAMO IL MONDO DELL'ENERGIA ALLE NUOVE TECNOLOGIE.

Guideremo lo sviluppo e l'applicazione di nuove tecnologie per generare e distribuire l'energia in modo più sostenibile, in particolare attraverso le fonti rinnovabili e le smart grid.

## CI APRIAMO A NUOVI MODI DI GESTIRE L'ENERGIA PER LA GENTE.

Svilupperemo nuovi modi che rispondano ai reali bisogni delle persone, per aiutarli ad usare e gestire l'energia in modo più efficiente, in particolare attraverso contatori smart e digitalizzazione.

## CI APRIAMO A NUOVI USI DELL'ENERGIA.

Svilupperemo nuovi servizi che usino l'energia per rispondere a sfide mondiali con particolare focus sulla connettività e sulla mobilità elettrica.

## CI APRIAMO A NUOVE PARTNERSHIP.

Ci uniremo ad una rete di collaboratori nella ricerca, nella tecnologia, nello sviluppo dei nuovi prodotti e nel marketing, per sviluppare nuove soluzioni, insieme.



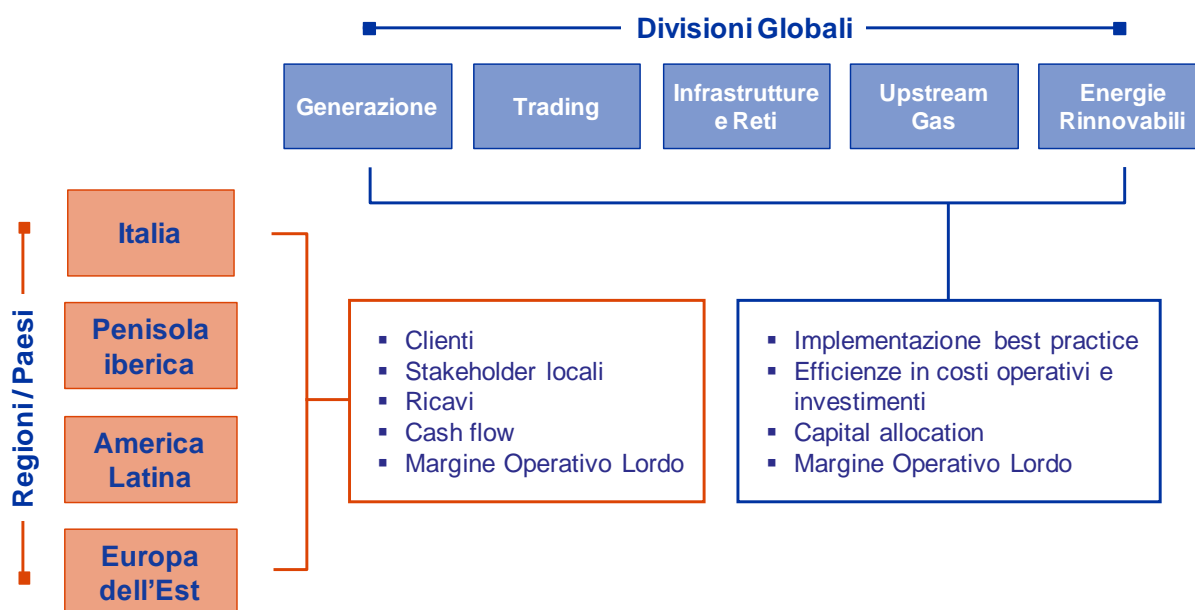
enel

## 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 può beneficiare di una minore complessità nell'esecuzione delle azioni manageriali intraprese e nell'analisi dei fattori chiave di generazione del valore.



In particolare, la 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 e 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, Penisola iberica, 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 e 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.

L'organizzazione, come sopra descritta, è stata modificata in data 8 aprile 2016, anche al fine di avviare il processo di integrazione di Enel Green Power. In particolare, fra le principali novità introdotte dalla nuova struttura organizzativa si segnalano:

- > il riassetto delle geografie di presenza del Gruppo, con la valorizzazione di Paesi che rappresentano le nuove opportunità di business nel mondo e che sono Paesi in cui la presenza del Gruppo Enel si è finora concretizzata per il tramite di Enel Green Power. Si passa quindi da una matrice con quattro aree geografiche a una con sei. Si confermano la Country "Italia" e le aree geografiche di "Penisola iberica" e "America Latina", mentre l'area di Europa dell'Est si estende diventando "Europa e Nord Africa". Entrano inoltre due nuove aree geografiche: "Nord e Centro America" e "Africa Sub Sahariana e Asia". Le sei geografie continueranno ad avere il ruolo di presidio e integrazione dei business a livello locale, favorendo lo sviluppo di tutti i segmenti della catena del valore. A livello geografico, nei Paesi di compresenza del business sia convenzionale sia rinnovabile, verrà inoltre unificata la figura del Country Manager;
- > la convergenza dell'intera filiera idroelettrica nell'ambito della linea di business delle energie rinnovabili;
- > la gestione integrata del dispacciamento della flotta di generazione, rinnovabile e termica, da parte dell'Energy Management di Country, nell'ambito delle linee guida stabilite dalla Divisione Global Trading.

Nei prossimi mesi è prevista la progressiva implementazione della nuova organizzazione nelle Country del Gruppo, a partire dall'Italia e conseguentemente verrà adeguata anche la reportistica per segmento operativo.



# 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

Romina Guglielmetti

Roberto Mazzei

### Sindaci supplenti

Alfonso Tono

Michela Barbiero

Franco Luciano Tutino

### Società di revisione

EY 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, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

## Sintesi dei risultati

I dati inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale relativi al secondo trimestre 2016, comparati con i corrispondenti valori riferiti al secondo trimestre 2015, 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 dai prospetti 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, che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

In merito a tali indicatori, il 3 dicembre 2015, CONSOB ha emesso la comunicazione n. 92543/15 che rende gli Orientamenti emanati il 5 ottobre 2015 dall'European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati a partire dal 3 luglio 2016. Questi Orientamenti, che aggiornano la precedente Raccomandazione CESR (CESR/05-178b), sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della Direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.

Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, 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 impairment".

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

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Titoli detenuti sino a scadenza (Held to Maturity)", degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico", e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "Benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri (quota non corrente)";
- > delle "Passività per imposte differite".

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

- > della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Titoli detenuti fino alla scadenza", dei "Cash collateral"; degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine";
- > dei "Fondi rischi e oneri" (quota corrente);
- > degli "Altri debiti finanziari" inclusi nelle "Altre passività correnti".

*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 rischi e oneri”, 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” e dai “Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine” e tenendo conto dei “Debiti finanziari a breve” inclusi nelle “Altre passività correnti”;
- > al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” e dei “Titoli detenuti sino a scadenza (Held to Maturity)”, degli “Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico”, dei “Crediti finanziari diversi” inclusi nelle “Altre attività finanziarie non correnti”; al netto della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per factoring”, dei “Cash collateral” e degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”.

Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

## Dati economici, patrimoniali e finanziari

2° trimestre		Milioni di euro	1° semestre	
2016	2015		2016	2015
16.278	17.662	Ricavi	34.150	37.632
4.036	3.938	Margine operativo lordo	8.053	7.961
2.540	2.459	Risultato operativo	5.210	5.084
1.287	1.450	Risultato netto del Gruppo e di terzi	2.592	2.629
895	1.023	Risultato netto del Gruppo	1.834	1.833
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,19	0,19
		Capitale investito netto	90.789	89.296 <sup>(1)</sup>
		Indebitamento finanziario netto	38.138	37.545 <sup>(1)</sup>
		Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	52.651	51.751 <sup>(1)</sup>
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,54	3,44 <sup>(1)</sup>
		Cash flow da attività operativa	4.196	3.045
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali <sup>(2)</sup>	3.465	2.837

(1) Al 31 dicembre 2015.

(2) Il dato non include 249 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2016 (255 milioni di euro al 30 giugno 2015).

I **ricavi** del primo semestre 2016 sono pari a 34.150 milioni di euro con un decremento di 3.482 milioni di euro (-9,3%) rispetto al primo semestre 2015. Il decremento è prevalentemente da riferire alle minori vendite di energia nei mercati maturi, alle minori attività di trading di energia elettrica, nonché all'effetto dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle valute degli altri Paesi, in particolar modo riferito all'America Latina e alla Russia.

Per quanto riguarda i proventi da operazioni straordinarie, nel primo semestre 2016 si rileva principalmente la plusvalenza sulla cessione di Hydro Dolomiti Enel per 124 milioni di euro, mentre nel primo semestre 2015 questi includono la plusvalenza realizzata dalla cessione di SE Hydropower per 141 milioni di euro, il negative goodwill e la contestuale rimisurazione al fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo a seguito dell'acquisizione di 3Sun per complessivi 132 milioni di euro.

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Italia	17.210	18.878	(1.668)	-8,8%
Penisola iberica	9.014	10.199	(1.185)	-11,6%
America Latina	4.983	5.406	(423)	-7,8%
Europa dell'Est	2.228	2.374	(146)	-6,1%
Energie Rinnovabili	1.408	1.593	(185)	-11,6%
Altro, elisioni e rettifiche	(693)	(818)	125	15,3%
<b>Totale</b>	<b>34.150</b>	<b>37.632</b>	<b>(3.482)</b>	<b>-9,3%</b>

Il **marginale operativo lordo**, pari a 8.053 milioni di euro, evidenzia un incremento di 92 milioni di euro (+1,2%) rispetto al primo semestre 2015. In particolare, non tenendo conto dei sopracitati effetti derivanti da operazioni straordinarie (con un effetto netto negativo per 149 milioni di euro) il margine operativo lordo evidenzerebbe un incremento di 241 milioni di euro, pur in presenza di un effetto negativo derivante dalla variazione dei tassi di cambio per 392 milioni di euro. Tale andamento è fortemente sostenuto dal miglioramento del margine in Italia, in particolar modo nei mercati finali, e dalle performance in America Latina; tali effetti sono solo parzialmente compensati dal minor margine realizzato in Spagna, in particolare nel settore della generazione e trading.

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Italia	3.329	3.141	188	6,0%
Penisola iberica	1.856	1.969	(113)	-5,7%
America Latina	1.625	1.437	188	13,1%
Europa dell'Est	353	392	(39)	-9,9%
Energie Rinnovabili	920	1.078	(158)	-14,7%
Altro, elisioni e rettifiche	(30)	(56)	26	46,4%
<b>Totale</b>	<b>8.053</b>	<b>7.961</b>	<b>92</b>	<b>1,2%</b>

Il **risultato operativo** ammonta a 5.210 milioni di euro, con un incremento di 126 milioni di euro (+2,5%) rispetto all'analogo periodo del 2015, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 34 milioni di euro.

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Italia	2.335	2.139	196	9,2%
Penisola iberica	1.047	1.159	(112)	-9,7%
America Latina	1.180	948	232	24,5%
Europa dell'Est	194	211	(17)	8,1%
Energie Rinnovabili	554	697	(143)	-20,5%
Altro, elisioni e rettifiche	(100)	(70)	(30)	-42,9%
<b>Totale</b>	<b>5.210</b>	<b>5.084</b>	<b>126</b>	<b>2,5%</b>

Il **risultato netto del Gruppo** del primo semestre 2016 ammonta a 1.834 milioni di euro rispetto ai 1.833 milioni di euro ed è quindi sostanzialmente invariato rispetto a quello dell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, il citato incremento del risultato operativo, le minori imposte (che beneficiano del calo dell'aliquota in Spagna) e il minor impatto delle interessenze di terzi (da riferire al pieno consolidamento delle attività di Enel Green Power a partire dal secondo trimestre 2016) sono infatti compensati dai maggiori oneri finanziari netti (riconducibili prevalentemente ad alcune partite regolatorie in Argentina, al saldo netto tra derivati e differenze di cambio, i cui effetti hanno più che compensato la riduzione degli oneri connessi all'indebitamento).

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 1.210 milioni di euro, ammonta a 90.789 milioni di euro al 30 giugno 2016 (89.296 milioni di euro al 31 dicembre 2015) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.651 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 38.138 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2016, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,72 (0,73 al 31 dicembre 2015).

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 38.138 milioni di euro, in incremento di 593 milioni di euro rispetto ai 37.545 milioni di euro del 31 dicembre 2015, risentendo negativamente del fabbisogno generato dagli investimenti del periodo e dal pagamento dei dividendi.

Gli **investimenti** del primo semestre 2016 ammontano a 3.465 milioni di euro, con un incremento di 628 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015, particolarmente concentrato nella Divisione Energie Rinnovabili.

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Italia	642	616 <sup>(2)</sup>	26	4,2%
Penisola iberica	396	356	40	11,2%
America Latina	585	791	(206)	-26,0%
Europa dell'Est	82 <sup>(1)</sup>	85 <sup>(3)</sup>	(3)	-3,5%
Energie Rinnovabili	1.742	973	769	79,0%
Altro, elisioni e rettifiche	18	16	2	12,5%
<b>Totale</b>	<b>3.465</b>	<b>2.837</b>	<b>628</b>	<b>22,1%</b>

(1) Il dato non include 249 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(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".

## Dati operativi

2° trimestre						1° semestre						
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	
2016			2015			2016			2015			
14,9	47,3	<b>62,2</b>	17,2	50,5	<b>67,7</b>	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	29,6	98,6	<b>128,2</b>	34,5	105,1	<b>139,6</b>
53,5	50,4	<b>103,9</b>	53,8	47,5	<b>101,3</b>	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	109,8	99,7	<b>209,5</b>	110,2	97,2	<b>207,4</b>
21,7	41,3	<b>63,0</b>	19,8	41,4	<b>61,2</b>	Energia venduta da Enel (TWh) <sup>(1)</sup>	45,9	85,1	<b>131,0</b>	42,2	85,5	<b>127,7</b>
0,6	1,3	<b>1,9</b>	0,6	1,4	<b>2,0</b>	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m <sup>3</sup> )	2,6	3,1	<b>5,7</b>	2,5	2,8	<b>5,3</b>
						Dipendenti alla fine del periodo (n.) <sup>(2)</sup>	31.877	34.789	<b>66.666</b>	33.040	34.874	<b>67.914</b>
						<sup>(3)</sup>						

(1) Escluso cessioni ai rivenditori.

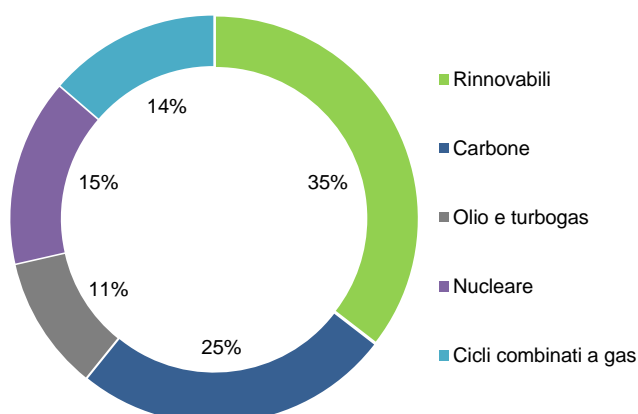
(2) Al 31 dicembre 2015.

(3) Include 4.437 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2016 (4.301 unità al 31 dicembre 2015).

L'energia netta prodotta da Enel è in diminuzione nel primo semestre 2016 di 11,4 TWh (-8,2%), a seguito sia dei minori volumi prodotti all'estero (-6,5 TWh), sia del calo della generazione nel territorio italiano (-4,9 TWh).

Relativamente al mix tecnologico, si segnala il significativo decremento della generazione da fonte termoelettrica (-10,5 TWh), dovuta al minor utilizzo degli impianti a carbone e a ciclo combinato. La generazione da fonte idroelettrica registra un calo di 2,0 TWh, principalmente a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità rilevate in Italia.

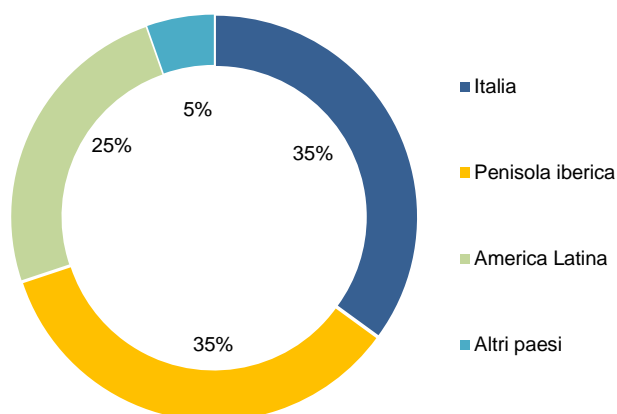
### Energia elettrica netta prodotta per fonte (1° semestre 2016)



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nel primo semestre 2016 è pari a 209,5 TWh, in aumento di 2,1 TWh (+1,0%), connesso sostanzialmente alle maggiori quantità trasportate nella Penisola iberica.

L'energia venduta da Enel registra nel primo semestre 2016 un aumento di 3,3 TWh (+2,6%). In particolare, alle maggiori vendite realizzate nel mercato domestico (+3,7 TWh) si aggiungono le maggiori quantità vendute in America Latina (+0,6 TWh), solo parzialmente compensate dal calo delle vendite in Francia e Romania (-0,9 TWh) e nella Penisola iberica.

#### Energia elettrica venduta per area geografica (1° semestre 2016)



Il gas venduto nel primo semestre 2016 è pari a 5,7 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,4 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2016 è pari a 66.666 dipendenti, di cui il 52,2% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione (-1.248 unità) si riferisce prevalentemente al saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo ed è fortemente concentrata in Italia anche in virtù dell'applicazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012 in tema di pensionamento anticipato.

N.	al 30 giugno 2016	al 31 dicembre 2015
Italia	27.636	28.774
Penisola iberica	9.704	10.001
America Latina	12.138	12.211
Europa dell'Est <sup>(1)</sup>	10.361	10.200
Energie Rinnovabili	4.495	4.309
Altro, elisioni e rettifiche	2.332	2.419
<b>Totale</b>	<b>66.666</b>	<b>67.914</b>

(1) Include 4.437 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2016 (4.301 unità al 31 dicembre 2015).



# 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				
2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni		
16.278	17.662	(1.384)	-7,8%	Totale ricavi	34.150	37.632	(3.482)	-9,3%
12.208	13.818	(1.610)	-11,7%	Totale costi	25.983	29.847	(3.864)	-12,9%
(34)	94	(128)	-136,2%	Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(114)	176	(290)	-
<b>4.036</b>	<b>3.938</b>	<b>98</b>	<b>2,5%</b>	<b>Margine operativo lordo</b>	<b>8.053</b>	<b>7.961</b>	<b>92</b>	<b>1,2%</b>
1.496	1.479	17	1,1%	Ammortamenti e impairment	2.843	2.877	(34)	-1,2%
<b>2.540</b>	<b>2.459</b>	<b>81</b>	<b>3,3%</b>	<b>Risultato operativo</b>	<b>5.210</b>	<b>5.084</b>	<b>126</b>	<b>2,5%</b>
949	764	185	24,2%	Proventi finanziari	2.541	2.710	(169)	-6,2%
1.624	1.274	350	27,5%	Oneri finanziari	4.068	3.987	81	2,0%
<b>(675)</b>	<b>(510)</b>	<b>(165)</b>	<b>-32,4%</b>	<b>Totale proventi/(oneri) finanziari netti</b>	<b>(1.527)</b>	<b>(1.277)</b>	<b>(250)</b>	<b>-19,6%</b>
17	(16)	33	-	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	52	8	44	-
<b>1.882</b>	<b>1.933</b>	<b>(51)</b>	<b>-2,6%</b>	<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>3.735</b>	<b>3.815</b>	<b>(80)</b>	<b>-2,1%</b>
595	483	112	23,2%	Imposte	1.143	1.186	(43)	-3,6%
<b>1.287</b>	<b>1.450</b>	<b>(163)</b>	<b>-11,2%</b>	<b>Risultato delle continuing operations</b>	<b>2.592</b>	<b>2.629</b>	<b>(37)</b>	<b>-1,4%</b>
-	-	-	-	Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
<b>1.287</b>	<b>1.450</b>	<b>(163)</b>	<b>-11,2%</b>	<b>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</b>	<b>2.592</b>	<b>2.629</b>	<b>(37)</b>	<b>-1,4%</b>
895	1.023	(128)	-12,5%	Quota di interessenza del Gruppo	1.834	1.833	1	0,1%
392	427	(35)	-8,2%	Quota di interessenza di terzi	758	796	(38)	-4,8%

## Ricavi

2° trimestre		Milioni di euro				1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni		
10.099	11.113	(1.014)	-9,1%	Vendita energia elettrica	20.577	23.051	(2.474)	-10,7%	
2.379	2.284	95	4,2%	Trasporto energia elettrica	4.687	4.665	22	0,5%	
139	213	(74)	-34,7%	Corrispettivi da gestori di rete	259	398	(139)	-34,9%	
271	319	(48)	-15,0%	Contributi da operatori istituzionali di mercato	530	604	(74)	-12,3%	
641	742	(101)	-13,6%	Vendita gas	2.149	2.292	(143)	-6,2%	
85	76	9	11,8%	Trasporto gas	320	292	28	9,6%	
8	166	(158)	-95,2%	Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	174	184	(10)	-5,4%	
4	33	(29)	-87,9%	Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	4	45	(41)	-91,1%	
3	(2)	5	-	Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	20	12	8	66,7%	
2.649	2.718	(69)	-2,5%	Altri servizi, vendite e proventi diversi	5.430	6.089	(659)	-10,8%	
<b>16.278</b>	<b>17.662</b>	<b>(1.384)</b>	<b>-7,8%</b>	<b>Totale</b>	<b>34.150</b>	<b>37.632</b>	<b>(3.482)</b>	<b>-9,3%</b>	

Nel primo semestre 2016 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 20.577 milioni di euro (10.099 milioni di euro nel secondo trimestre 2016), in diminuzione di 2.474 milioni di euro (-1.014 milioni di euro nel secondo trimestre 2016) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, a seguito di:

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 758 milioni di euro (301 milioni di euro nel secondo trimestre 2016), principalmente per le minori vendite su mercati borsistici il cui effetto, dovuto prevalentemente a un effetto prezzi e cambi, è stato parzialmente compensato dall'effetto positivo rilevato sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) in Italia;
- > riduzione significativa dei ricavi da vendita sui mercati finali per 969 milioni di euro (425 milioni di euro nel secondo trimestre 2016) principalmente ascrivibile ai mercati maturi, italiano e spagnolo. In particolare, nel mercato italiano l'effetto delle maggiori quantità vendute è stato più che compensato dalla riduzione dei prezzi medi di vendita. Inoltre, l'incremento delle quantità vendute in America Latina è stato infatti parzialmente compensato dal deprezzamento delle valute locali nei confronti dell'euro;
- > diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 747 milioni di euro (288 milioni di euro nel secondo trimestre 2016), conseguente all'effetto combinato della riduzione dei volumi intermediati e dei prezzi medi.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano a 4.687 milioni di euro (2.379 milioni di euro nel secondo trimestre 2016), con un incremento di 22 milioni di euro (95 milioni nel secondo trimestre 2016) a seguito delle maggiori quantità trasportate in Spagna, che hanno più che compensato la riduzione delle tariffe di distribuzione in Italia.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nel primo semestre 2016, a 530 milioni di euro (271 milioni di euro nel secondo trimestre 2016), in decremento di 74 milioni di euro (-48 milioni di euro nel secondo trimestre 2016) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. La variazione trova riscontro nel minore costo di approvvigionamento dei combustibili nell'area extrapeninsulare spagnola, che ha inciso direttamente nella compensazione che viene ricevuta per la generazione in quell'area.

I ricavi per **vendita di gas**, nel primo semestre 2016 sono pari a 2.149 milioni di euro con un decremento di 143 milioni di euro (-6,2%), mentre nel secondo trimestre 2016 sono pari a 641 milioni di euro e registrano un decremento di 101

milioni di euro (-13,6%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, a seguito dei minori prezzi medi di vendita che hanno compensato l'effetto delle maggiori quantità vendute.

I ricavi per **trasporto di gas** nel primo semestre 2016 sono pari a 320 milioni di euro (85 milioni nel secondo trimestre 2016) con un incremento di 28 milioni di euro soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettorate.

Le **plusvalenze da alienazione di società** nel primo semestre 2016 sono pari a 174 milioni di euro (184 milioni di euro nel primo semestre 2015) e sono prevalentemente riferibili alla plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel (con un effetto negativo di 22 milioni di euro nel secondo trimestre per effetto della determinazione dell'aggiustamento prezzo derivante dalla definizione della situazione contabile finale di cessione), alla rettifica positiva di prezzo di 30 milioni di euro rilevata nel periodo per la cessione di ENEOP (avvenuta nel 2015) e alla plusvalenza di 19 milioni di euro per la cessione di Compostilla RE avvenuta all'inizio del 2016. Nel primo semestre 2015 la voce accoglieva principalmente le plusvalenze derivanti dalle cessioni di SE Hydropower (141 milioni di euro) e di SF Energy (15 milioni di euro).

I **proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** sono pari a 4 milioni di euro nel primo semestre e nel secondo trimestre 2016 e si riferiscono all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della perdita del controllo avvenuta con la cessione, in data 1° maggio 2016 del 65%, di Drift Sand Wind Project, I proventi relativi al primo semestre 2015 per 45 milioni di euro (33 milioni di euro nel secondo trimestre 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.

I **ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo semestre 2016 a 5.430 milioni di euro (6.089 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) mentre, nel secondo trimestre 2016, sono pari a 2.649 milioni di euro (2.718 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) ed evidenziano un decremento di 659 milioni di euro rispetto al primo semestre 2015 e un decremento di 69 milioni di euro nel secondo trimestre 2016.

Il decremento rispetto al semestre precedente è dovuto principalmente a:

- > minori ricavi per vendite di certificati ambientali per 487 milioni di euro, connessi principalmente alla riduzione delle attività di negoziazione in certificati ambientali nel primo semestre 2016 e alla rilevazione, nel primo semestre 2015, di ricavi da vendita e misurazione al fair value di certificati ambientali (173 milioni di euro) in base al Regolamento UE n. 389/2013;
- > minori ricavi per 124 milioni di euro, a seguito dei contributi ricevuti nel primo trimestre 2015 in Argentina per l'adozione della *Resolución* n. 32/2015;
- > minori ricavi per il negative goodwill emergente dall'acquisizione di 3Sun rilevato nel primo semestre 2015 per 87 milioni di euro.

## Costi

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
4.133	5.112	(979)	-19,2%	Acquisto di energia elettrica	8.692	10.878	(2.186)	-20,1%
991	1.504	(513)	-34,1%	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.061	2.816	(755)	-26,8%
1.981	1.997	(16)	-0,8%	Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	4.693	5.076	(383)	-7,5%
262	178	84	47,2%	Materiali	507	670	(163)	-24,3%
1.154	1.183	(29)	-2,5%	Costo del personale	2.232	2.338	(106)	-4,5%
3.632	3.663	(31)	-0,8%	Servizi e godimento beni di terzi	7.402	7.456	(54)	-0,7%
478	560	(82)	-14,6%	Altri costi operativi	1.117	1.258	(141)	-11,2%
(423)	(379)	(44)	-11,6%	Costi capitalizzati	(721)	(645)	(76)	-11,8%
<b>12.208</b>	<b>13.818</b>	<b>(1.610)</b>	<b>-11,7%</b>	<b>Totale</b>	<b>25.983</b>	<b>29.847</b>	<b>(3.864)</b>	<b>-12,9%</b>

I costi per **acquisto di energia elettrica** nel primo semestre 2016 sono pari a 8.692 milioni di euro, con un decremento di 2.186 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2015, (-979 milioni di euro nel secondo trimestre 2016) corrispondente a una riduzione del 20,1% (-19,2% nel secondo trimestre 2016). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette l'effetto dei minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (1.252 milioni di euro nel primo semestre e 634 milioni di euro nel secondo trimestre 2016), dei minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (288 milioni di euro nel primo semestre e 76 milioni di euro nel secondo trimestre 2016) e dei minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri (646 milioni di euro nel primo semestre e 270 milioni di euro nel secondo trimestre 2016). Tale riduzione è essenzialmente connessa al generalizzato effetto decrementativo dei cambi, soprattutto in America Latina

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** sono pari nel primo semestre 2016 a 2.061 milioni di euro, in decremento di 755 milioni di euro (-26,8%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente mentre, nel secondo trimestre 2016, ammontano a 991 milioni di euro, in decremento di 513 milioni di euro (-34,1%). Il decremento del semestre risente del ridotto fabbisogno rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e dell'utilizzo di combustibili dal costo medio unitario inferiore.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 4.693 milioni di euro nel primo semestre 2016 (1.981 milioni di euro nel secondo trimestre 2016), con un decremento di 383 milioni di euro (-16 milioni di euro nel secondo trimestre 2016) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio 2015. La variazione riflette principalmente il minor costo medio di acquisto della commodity e la diminuzione del volume di gas intermediato per attività di trading.

I costi per **materiali** ammontano nel primo semestre 2016 a 507 milioni di euro, registrando un decremento di 163 milioni di euro (-24,3%) 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 2016 un aumento di tali costi.

Il **costo del personale** nel primo semestre 2016 è pari 2.232 milioni di euro, con un decremento di 106 milioni di euro (-4,5%). Nel secondo trimestre 2016 il costo è pari a 1.154 milioni di euro, registrando un decremento di 29 milioni di euro (-2,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione del semestre trova sostanzialmente riscontro nella riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti e tuttora in fase di attuazione.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2016 è pari a 66.666 unità (67.914 31 dicembre 2015). Rispetto al 31 dicembre 2015 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si decrementa di 1.248 unità (di cui 1.138 in Italia prevalentemente per effetto dell'applicazione dell'art 4 della legge n. 92/2012), interamente ascrivibile al saldo netto tra assunzioni e cessazioni.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2015 è pertanto così sintetizzabile:

<b>Consistenza al 31 dicembre 2015</b>	<b>67.914</b>
Assunzioni	1.528
Cessazioni	(2.776)
<b>Consistenza al 30 giugno 2016</b>	<b>66.666</b>

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo semestre 2016 ammontano a 7.402 milioni di euro, con un decremento di 54 milioni di euro rispetto al primo semestre 2015, mentre nel secondo trimestre 2016 sono pari a 3.632 milioni di euro, rilevando un decremento di 31 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2015 da riferire principalmente all'andamento dei tassi di cambio e ai minori costi legati alle attività su asset in servizi di concessione ex IFRIC 12; tali elementi sono parzialmente compensati dai maggiori costi per vettoriamenti passivi.

Gli **altri costi operativi** nel primo semestre 2016 ammontano a 1.117 milioni di euro con un decremento di 141 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2015, mentre nel secondo trimestre 2016 ammontano a 478 milioni di euro registrando un decremento di 82 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione del semestre si riferisce prevalentemente:

- > ai minori oneri per imposte e tasse variabili indirette connesse al business elettrico in Spagna per circa 88 milioni di euro prevalentemente riferibili alla legge n. 15/2012, oltre che alle imposte di natura ambientale di alcune regioni;
- > ai minori oneri (57 milioni di euro) per i costi per rimborsi spettanti ai clienti per le interruzioni estese in Italia.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono negativi per 114 milioni di euro nel primo semestre 2016 (positivi per 176 milioni di euro nel primo semestre 2015) e negativi per 34 milioni di euro nel secondo trimestre 2016 (positivi per 94 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, gli oneri netti relativi al primo semestre 2016 sono sostanzialmente riconducibili agli oneri netti realizzati nel periodo per 234 milioni di euro, in parte compensati dai proventi netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere al 30 giugno 2016 pari a 120 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e impairment** nel primo semestre 2016 sono pari a 2.843 milioni di euro, con un decremento di 34 milioni di euro, mentre nel secondo trimestre 2016 sono pari a 1.496 milioni di euro, in aumento di 17 milioni di euro. Il decremento rilevato nel semestre è sostanzialmente riferibile ai minori adeguamenti netti sul valore di crediti commerciali e alla riduzione degli ammortamenti che risentono dell'effetto delle perdite di valore rilevate sugli impianti di generazione di Slovacchia e Russia di fine 2015. Gli impairment del primo semestre 2016 includono per 39 milioni di euro l'adeguamento al presumibile valore di cessione (derivante dalla trattativa con la controparte) relativamente agli asset in fase di sviluppo nell'upstream gas in Algeria (licenza Isarene).

Il **risultato operativo** del primo semestre 2016 ammonta a 5.210 milioni di euro, con un incremento di 126 milioni di euro (+2,5%), mentre nel secondo trimestre 2016 si attesta a 2.540 milioni di euro, con un incremento di 81 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (+3,3%).

Gli **oneri finanziari netti** si incrementano di 250 milioni di euro nel primo semestre 2016 e di 165 milioni di euro nel secondo trimestre 2016. Tale variazione è da riferire prevalentemente a:

- > minori interessi passivi netti per 73 milioni di euro, prevalentemente a seguito della riduzione dell'indebitamento finanziario medio;
- > differenze positive nette su cambi per 1.753 milioni di euro, sostanzialmente compensati da 1.835 milioni di euro di maggiori oneri netti su derivati;
- > maggiori oneri da attualizzazione dei fondi e dei benefici ai dipendenti per complessivi 85 milioni di euro, da riferire in parte agli oneri per incentivazione all'esodo, in parte agli effetti della Risoluzione ENRE n. 1/2016 su alcune multe regolatorie comminate in Argentina;
- > minori altri proventi finanziari (per complessivi 108 milioni di euro) sostanzialmente relativi alla rilevazione effettuata nel primo semestre 2015 dei proventi connessi a 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 (68 milioni di euro), ai minori interessi di mora (17 milioni di euro) e agli interessi rilevati nel primo semestre 2015 sul rimborso dell'ecotassa nella regione di Estremadura in Spagna (10 milioni di euro).

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**, nel primo semestre 2016 è positiva per 52 milioni di euro (17 milioni di euro nel secondo trimestre 2016).

Le **imposte** del primo semestre 2016 ammontano a 1.143 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 30,6%, a fronte di un'incidenza del 31,1% nel primo semestre 2015, mentre l'onere fiscale del secondo trimestre 2016 è stimato pari a 595 milioni di euro. La minore incidenza rilevata nel primo semestre del 2016 rispetto a quella dello stesso periodo dell'esercizio precedente è da riferire alla riduzione dell'aliquota fiscale in Spagna, in parte compensata dal diverso peso nei due periodi a confronto di alcuni elementi reddituali, derivanti da operazioni straordinarie, assoggettati a un regime di sostanziale esenzione (c.d. "regime PEX").

## Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

### Capitale investito netto e relativa copertura

Milioni di euro

	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
<b>Attività immobilizzate nette:</b>				
- attività materiali e immateriali	91.135	88.686	2.449	2,8%
- avviamento	13.811	13.824	(13)	-0,1%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	666	607	59	9,7%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(441)	1.092	(1.533)	-
<b>Totale attività immobilizzate nette</b>	<b>105.171</b>	<b>104.209</b>	<b>962</b>	<b>0,9%</b>
<b>Capitale circolante netto:</b>				
- crediti commerciali	12.499	12.797	(298)	-2,3%
- rimanenze	2.847	2.904	(57)	-2,0%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.875)	(4.114)	239	5,8%
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.690)	(5.518)	828	15,0%
- debiti commerciali	(11.243)	(11.775)	532	4,5%
<b>Totale capitale circolante netto</b>	<b>(4.462)</b>	<b>(5.706)</b>	<b>1.244</b>	<b>21,8%</b>
<b>Capitale investito lordo</b>	<b>100.709</b>	<b>98.503</b>	<b>2.206</b>	<b>2,2%</b>
<b>Fondi diversi:</b>				
- benefici ai dipendenti	(2.294)	(2.284)	(10)	-0,4%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.836)	(8.413)	(423)	-5,0%
<b>Totale fondi diversi</b>	<b>(11.130)</b>	<b>(10.697)</b>	<b>(433)</b>	<b>-4,0%</b>
<b>Attività nette possedute per la vendita</b>	<b>1.210</b>	<b>1.490</b>	<b>(280)</b>	<b>-18,8%</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>90.789</b>	<b>89.296</b>	<b>1.493</b>	<b>1,7%</b>
<b>Patrimonio netto complessivo</b>	<b>52.651</b>	<b>51.751</b>	<b>900</b>	<b>1,7%</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>38.138</b>	<b>37.545</b>	<b>593</b>	<b>1,6%</b>

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 giugno 2016 a 91.135 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 2.449 milioni di euro. Tale variazione è originata principalmente dagli investimenti del periodo (3.465 milioni di euro), dall'effetto delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta (positive per 1.405 milioni di euro e particolarmente concentrate in Cile e Colombia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli ammortamenti e impairment, pari complessivamente a 2.373 milioni di euro.

L'*avviamento*, pari a 13.811 milioni di euro, evidenzia un decremento di 13 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, principalmente riferibile agli effetti negativi derivanti dall'adeguamento al cambio corrente degli avviamenti espressi in valute diverse dall'euro.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 666 milioni di euro, presentano un incremento di 59 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito del risultato economico positivo di pertinenza del Gruppo dalle società valutate con l'equity method, solo parzialmente compensato dai dividendi erogati.

Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 30 giugno 2016 è negativo per 441 milioni di euro, con un decremento di 1.533 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 (positivo per 1.092 milioni di euro). Tale andamento è connesso essenzialmente alla variazione negativa (1.713 milioni di euro) del valore netto degli strumenti finanziari

derivati che risentono delle oscillazioni rilevate nel semestre per quanto riguarda sia i tassi di interesse sia i cambi, il cui effetto è parzialmente compensato dall'incremento delle attività finanziarie relative a servizi in concessione (195 milioni di euro) a seguito principalmente degli investimenti effettuati sulla rete di distribuzione in concessione in Brasile.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 4.462 milioni di euro al 30 giugno 2016 rispetto a un saldo negativo di 5.706 milioni di euro al 31 dicembre 2015. L'incremento, pari a 1.244 milioni di euro, è imputabile ai seguenti fenomeni:

- > decremento dei crediti commerciali per 298 milioni di euro;
- > calo delle rimanenze per 57 milioni di euro;
- > incremento dei crediti netti verso operatori istituzionali di mercato per 239 milioni di euro, prevalentemente connesso alle componenti tariffarie del sistema elettrico italiano a copertura degli oneri generati dal sistema stesso;
- > decremento delle altre passività correnti al netto delle rispettive attività per 828 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
  - decremento dei debiti netti per imposte sul reddito (446 milioni di euro) correlabile alla rilevazione delle imposte del periodo (al netto dei pagamenti di imposte effettuati);
  - incremento delle attività finanziarie correnti nette per 345 milioni di euro, prevalentemente riferibili al fair value dei derivati su commodity;
  - decremento delle altre passività correnti nette per 5 milioni di euro, tra cui si segnalano: la variazione positiva dei risconti attivi (288 milioni di euro), l'aumento delle attività nette su lavori in corso su ordinazione (193 milioni di euro), l'incremento degli altri debiti tributari netti (345 milioni di euro, riferibili a imposte indirette ed erariali) nonché i maggiori debiti verso la clientela per rimborsi da effettuare (113 milioni di euro);
- > minori debiti commerciali per 532 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 11.130 milioni di euro, sono in incremento di 433 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Tale variazione è sostanzialmente riferibile all'incremento dei fondi per imposte differite nette (465 milioni di euro), solo parzialmente compensato dalla riduzione dei fondi rischi e oneri (per 42 milioni di euro).

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 1.210 milioni di euro al 30 giugno 2016, 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 280 milioni di euro, è relativa, principalmente, alle cessioni di Hydro Dolomiti Enel e Compostilla Re, avvenute nel primo semestre 2016.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2016 è pari a 90.789 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.651 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 38.138 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2016, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,72 (0,73 al 31 dicembre 2015).



## Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

### Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
<b>Indebitamento a lungo termine:</b>				
- finanziamenti bancari	7.532	6.863	669	9,7%
- obbligazioni	33.560	35.987	(2.427)	-6,7%
- debiti verso altri finanziatori	1.871	2.022	(151)	-7,5%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>42.963</i>	<i>44.872</i>	<i>(1.909)</i>	<i>-4,3%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.585)	(2.335)	(250)	-10,7%
<b>Indebitamento netto a lungo termine</b>	<b>40.378</b>	<b>42.537</b>	<b>(2.159)</b>	<b>-5,1%</b>
<b>Indebitamento a breve termine:</b>				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	916	844	72	8,5%
- altri finanziamenti a breve verso banche	488	180	308	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.404</i>	<i>1.024</i>	<i>380</i>	<i>37,1%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	2.669	4.570	(1.901)	-41,6%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	266	319	(53)	-16,6%
Commercial paper	482	213	269	-
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	994	1.698	(704)	-41,5%
Altri debiti finanziari a breve termine <sup>(1)</sup>	160	64	96	-
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>4.571</i>	<i>6.864</i>	<i>(2.293)</i>	<i>-33,4%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(749)	(769)	20	2,6%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(101)	(147)	46	31,3%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.631)	(1.020)	(611)	-59,9%
Altri crediti finanziari a breve termine	(189)	(304)	115	37,8%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(5.545)	(10.640)	5.095	47,9%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(8.215)</i>	<i>(12.880)</i>	<i>4.665</i>	<i>36,2%</i>
<b>Indebitamento netto a breve termine</b>	<b>(2.240)</b>	<b>(4.992)</b>	<b>2.752</b>	<b>55,1%</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>38.138</b>	<b>37.545</b>	<b>593</b>	<b>1,6%</b>
<b>Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"</b>	<b>1.224</b>	<b>841</b>	<b>383</b>	<b>45,5%</b>

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

L'**indebitamento finanziario netto** è pari a 38.138 milioni di euro al 30 giugno 2016, con un incremento di 593 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015.

In particolare, l'**indebitamento finanziario netto a lungo termine** evidenzia un decremento di 2.159 milioni di euro, per l'effetto congiunto dell'aumento dei crediti finanziari a lungo termine per 250 milioni di euro e del decremento dell'**indebitamento finanziario lordo** per 1.909 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 7.532 milioni di euro, registrano un incremento di 669 milioni di euro;

- > le obbligazioni, pari a 33.560 milioni di euro, presentano un decremento di 2.427 milioni di euro rispetto a fine 2015 principalmente per effetto:
- del riacquisto da parte di Enel SpA di obbligazioni proprie per un importo complessivo di 750 milioni di euro, operazione effettuata nel più ampio contesto di liability management avviato;
  - delle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, i cui principali sono relativi a un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA a tasso fisso per un ammontare residuo di 909 milioni in scadenza nel mese di giugno 2017 e prestiti obbligazionari locali emessi da società latinoamericane per 273 milioni di euro;
  - delle differenze positive di cambio per 576 milioni di euro (incluse le quote correnti).
  - delle nuove emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2016, tra cui si segnala l'offerta di scambio non vincolante promossa nel mese di maggio 2016 che ha permesso il riacquisto da parte di Enel Finance International di obbligazioni per un ammontare complessivo di 1.074 milioni di euro e contestualmente l'emissione di un prestito obbligazionario senior a tasso fisso per un importo nominale di 1.257 milioni di euro, in scadenza nel mese di giugno 2026.

L'**indebitamento finanziario netto a breve termine** evidenzia una posizione creditoria di 2.240 milioni di euro al 30 giugno 2016 con un decremento di 2.752 milioni di euro rispetto a fine 2015, quale risultante del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 4.665 milioni di euro e dei maggiori debiti bancari a breve termine per 380 milioni di euro, parzialmente compensato dal decremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 2.293 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 4.571 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper, in capo a Enel Finance International e International Endesa BV per complessivi 482 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 2.669 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 1.631 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 994 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 8.215 milioni di euro, con un decremento di 4.665 milioni di euro rispetto a fine 2015, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 5.095 milioni di euro e degli altri crediti finanziari a breve termine per 115 milioni di euro, parzialmente compensati dall'incremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 611 milioni di euro.

## Flussi finanziari

Milioni di euro	1° semestre		
	2016	2015	Variazione
<b>Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo <sup>(1)</sup></b>	<b>10.790</b>	<b>13.255</b>	<b>(2.465)</b>
Cash flow da attività operativa	4.196	3.045	1.151
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(3.290)	(2.667)	(623)
Cash flow da attività di finanziamento	(6.237)	(4.285)	(1.952)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	119	90	29
<b>Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo <sup>(2)</sup></b>	<b>5.578</b>	<b>9.438</b>	<b>(3.860)</b>

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 1° gennaio 2016 (140 milioni di euro al 1° gennaio 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (27 milioni di euro al 1° gennaio 2015).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.515 milioni di euro al 30 giugno 2016 (9.427 milioni di euro al 30 giugno 2015), "Titoli a breve" pari a 30 milioni di euro al 30 giugno 2016 (1 milione di euro al 30 giugno 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 33 milioni di euro al 30 giugno 2016 (10 milioni di euro al 30 giugno 2015).

Il **cash flow da attività operativa** nel primo semestre 2016 è positivo per 4.196 milioni di euro, in incremento di 1.151 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto (in particolare relativamente ai debiti commerciali nei confronti di fornitori istituzionali nell'attività di distribuzione di energia elettrica in Italia), nonché del miglioramento del margine operativo lordo.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nel primo semestre 2016 ha assorbito liquidità per 3.290 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2015 ne aveva assorbita per 2.667 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 3.714 milioni di euro nel primo semestre 2016, si incrementano di 622 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati nella generazione da fonti rinnovabili.

Nel primo semestre 2016, le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 406 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione della società Hydro Dolomiti Enel, operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia, nonché alla cessione di alcune società minori in Nord America. L'analoga voce nel primo semestre 2015 ammonta a 437 milioni di euro e include principalmente i flussi di cassa generati dalle cessioni di SE Hydropower e SF Energy in Italia.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi sei mesi del 2016, pari a 18 milioni di euro, è essenzialmente correlata ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 6.237 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2015 ne aveva assorbita per 4.285 milioni di euro. Il flusso del primo semestre 2016 è sostanzialmente relativo alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) per 3.837 milioni di euro e al pagamento dei dividendi per 2.187 milioni di euro.

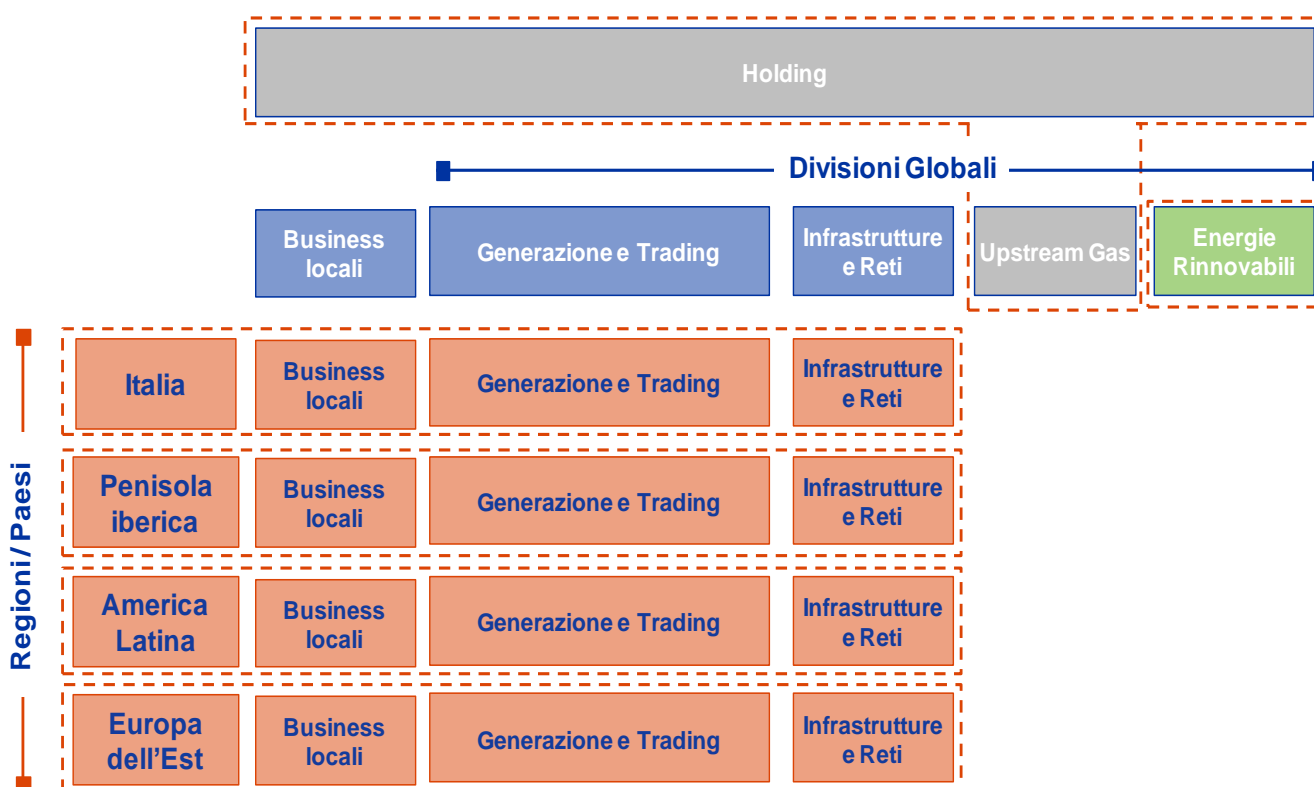
Nel primo semestre 2016 il cash flow generato dall'attività operativa per 4.196 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 6.237 milioni di euro e da attività di investimento pari a 3.290 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 giugno 2016 risultano pari a 5.578 milioni di euro a fronte di 10.790 milioni di euro di fine 2015. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento positivo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 119 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 nella presente Relazione finanziaria semestrale 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 a 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.



Tale organizzazione è stata modificata in data 8 aprile 2016, anche al fine di avviare il processo di integrazione di Enel Green Power. Nei prossimi mesi la nuova organizzazione verrà progressivamente implementata nelle Country del Gruppo, a partire dall'Italia e conseguentemente verrà adeguata anche la reportistica per segmento operativo.

## Risultati per area di attività del secondo trimestre 2016 e 2015

### Secondo trimestre 2016 <sup>(1)</sup>

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	7.813	4.289	2.541	1.002	631	2	16.278
Ricavi intersettoriali	227	28	(10)	57	72	(374)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>8.040</b>	<b>4.317</b>	<b>2.531</b>	<b>1.059</b>	<b>703</b>	<b>(372)</b>	<b>16.278</b>
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(79)	32	(2)	-	14	1	(34)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>1.554</b>	<b>1.062</b>	<b>825</b>	<b>156</b>	<b>458</b>	<b>(19)</b>	<b>4.036</b>
Ammortamenti e impairment	509	410	230	101	188	58	1.496
<b>Risultato operativo</b>	<b>1.045</b>	<b>652</b>	<b>595</b>	<b>55</b>	<b>270</b>	<b>(77)</b>	<b>2.540</b>

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

### Secondo trimestre 2015 <sup>(1)</sup>

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	224	34	2	59	73	(392)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>8.554</b>	<b>4.841</b>	<b>2.736</b>	<b>1.135</b>	<b>781</b>	<b>(385)</b>	<b>17.662</b>
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	47	40	-	-	2	5	94
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>1.587</b>	<b>992</b>	<b>701</b>	<b>159</b>	<b>542</b>	<b>(43)</b>	<b>3.938</b>
Ammortamenti e impairment	512	415	244	87	215	6	1.479
<b>Risultato operativo</b>	<b>1.075</b>	<b>577</b>	<b>457</b>	<b>72</b>	<b>327</b>	<b>(49)</b>	<b>2.459</b>

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

## Risultati per area di attività del primo semestre 2016 e 2015

### Primo semestre 2016 <sup>(1)</sup>

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	16.797	8.983	4.967	2.111	1.266	26	34.150
Ricavi intersettoriali	413	31	16	117	142	(719)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>17.210</b>	<b>9.014</b>	<b>4.983</b>	<b>2.228</b>	<b>1.408</b>	<b>(693)</b>	<b>34.150</b>
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(121)	(18)	-	(8)	31	2	(114)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>3.329</b>	<b>1.856</b>	<b>1.625</b>	<b>353</b>	<b>920</b>	<b>(30)</b>	<b>8.053</b>
Ammortamenti e impairment	994	809	445	159	366	70	2.843
<b>Risultato operativo</b>	<b>2.335</b>	<b>1.047</b>	<b>1.180</b>	<b>194</b>	<b>554</b>	<b>(100)</b>	<b>5.210</b>
<b>Investimenti</b>	<b>642</b>	<b>396</b>	<b>585</b>	<b>82</b> <sup>(2)</sup>	<b>1.742</b>	<b>18</b>	<b>3.465</b>

- (1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.
- (2) Il dato non include 249 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

### Primo semestre 2015 <sup>(1)</sup>

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.389	10.144	5.404	2.215	1.471	9	37.632
Ricavi intersettoriali	489	55	2	159	122	(827)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>18.878</b>	<b>10.199</b>	<b>5.406</b>	<b>2.374</b>	<b>1.593</b>	<b>(818)</b>	<b>37.632</b>
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	102	69	(3)	3	1	4	176
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>3.141</b>	<b>1.969</b>	<b>1.437</b>	<b>392</b>	<b>1.078</b>	<b>(56)</b>	<b>7.961</b>
Ammortamenti e impairment	1.002	810	489	181	381	14	2.877
<b>Risultato operativo</b>	<b>2.139</b>	<b>1.159</b>	<b>948</b>	<b>211</b>	<b>697</b>	<b>(70)</b>	<b>5.084</b>
<b>Investimenti</b>	<b>616</b> <sup>(2)</sup>	<b>356</b>	<b>791</b>	<b>85</b> <sup>(3)</sup>	<b>973</b>	<b>16</b>	<b>2.837</b>

- (1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.
- (2) 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".

Oltre a quanto già sopra evidenziato in, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente alle Divisioni globali, classificando i risultati 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												Totale		
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Energie Rinnovabili			Altro, elisioni e rettifiche					
	1° semestre			1° semestre			1° semestre			1° semestre			1° semestre			1° semestre					
	2016	2015	Variazioni	2016	2015	Variazioni	2016	2015	Variazioni	2016	2015	Variazioni	2016	2015	Variazioni	2016	2015	Variazioni	2016	2015	Variazioni
Italia	997	694	303	48	78	(30)	506	562	(56)	1.778	1.807	(29)	-	-	-	-	-	-	3.329	3.141	188
Penisola iberica	419	383	36	(14)	41	(55)	501	639	(138)	950	906	44	-	-	-	-	-	-	1.856	1.969	(113)
America Latina	-	-	-	(53)	(44)	(9)	986	774	212	692	707	(15)	-	-	-	-	-	-	1.625	1.437	188
Europa dell'Est	21	12	9	(2)	-	(2)	231	261	(30)	103	119	(16)	-	-	-	-	-	-	353	392	(39)
Energie Rinnovabili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	920	1.078	(158)	-	-	-	920	1.078	(158)
Altro, elisioni e rettifiche	-	-	-	-	-	-	(8)	(4)	(4)	2	-	2	-	-	-	(24)	(52)	28	(30)	(56)	26
<b>Totale</b>	<b>1.437</b>	<b>1.089</b>	<b>348</b>	<b>(21)</b>	<b>75</b>	<b>(96)</b>	<b>2.216</b>	<b>2.232</b>	<b>(16)</b>	<b>3.525</b>	<b>3.539</b>	<b>(14)</b>	<b>920</b>	<b>1.078</b>	<b>(158)</b>	<b>(24)</b>	<b>(52)</b>	<b>28</b>	<b>8.053</b>	<b>7.961</b>	<b>92</b>

## Italia

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2016	2015	Variazioni				2016	2015	Variazioni			
7.966	9.897	(1.931)	-19,5%	Termoelettrica		17.291	20.761	(3.470)	-16,7%		
3.285	3.586	(301)	-8,4%	Idroelettrica		5.603	6.630	(1.027)	-15,5%		
-	2	(2)	-	Altre fonti		-	4	(4)	-		
<b>11.251</b>	<b>13.485</b>	<b>(2.234)</b>	<b>-16,6%</b>	<b>Totale produzione netta</b>		<b>22.894</b>	<b>27.395</b>	<b>(4.501)</b>	<b>-16,4%</b>		

Nel primo semestre 2016, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 22.894 milioni di kWh (11.251 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016), registrando un decremento del 16,4% (-16,6% nel secondo trimestre 2016 rispetto all'analogo periodo del 2015), pari a 4.501 milioni di kWh. La variazione nei due periodi a confronto è riferibile essenzialmente alla minore produzione termoelettrica (per 3.470 milioni di kWh), a seguito del minor utilizzo di quasi tutto il parco impianti e in particolare dell'impianto di Brindisi Sud a seguito di alcune attività di manutenzione effettuate nel periodo, nonché della minore produzione idroelettrica (per 1.027 milioni di kWh), connessa alle più sfavorevoli condizioni di idraulicità rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Analogo andamento della produzione netta si rileva nel secondo trimestre 2016.

#### Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre					Milioni di kWh					1° semestre				
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni		
17	0,2%	90	0,8%	(73) -81,1%	Olio combustibile	45	0,2%	159	0,8%	(114)	-71,7%			
1.668	19,3%	1.695	16,1%	(27) -1,6%	Gas naturale	3.563	19,1%	3.416	15,3%	147	4,3%			
6.797	78,8%	8.674	82,3%	(1.877) -21,6%	Carbone	14.815	79,2%	18.491	82,9%	(3.676)	-19,9%			
149	1,7%	85	0,8%	64 75,3%	Altri combustibili	275	1,5%	227	1,0%	48	21,1%			
<b>8.631</b>	<b>100,0%</b>	<b>10.544</b>	<b>100,0%</b>	<b>(1.913) -18,1%</b>	<b>Totale</b>	<b>18.698</b>	<b>100,0%</b>	<b>22.293</b>	<b>100,0%</b>	<b>(3.595)</b>	<b>-16,1%</b>			

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2016 si attesta a 18.698 milioni di kWh (8.631 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016), registrando un decremento di 3.595 milioni di kWh (-16,1%) rispetto al primo semestre 2015 (-18,1% nel secondo trimestre 2016). Tale decremento ha riguardato principalmente il carbone a seguito del sopraccitato fermo dell'impianto di Brindisi Sud per attività di manutenzione solo parzialmente compensato dal maggiore utilizzo di gas naturale.

#### Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre					
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
53.584	53.753	(169)	-0,3%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel <sup>(1)</sup>	109.846	110.202	(356)	-0,3%					

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.



L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo semestre 2016 registra un decremento di 356 milioni di kWh (-0,3%) passando da 110.202 milioni di kWh del primo semestre 2015 a 109.846 milioni di kWh del primo semestre 2016. Tale variazione è sostanzialmente in linea con il calo della domanda di energia elettrica in Italia.

Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2016 con un'energia trasportata pari a 53.584 milioni di kWh, con un decremento di 169 milioni di kWh (-0,3%) rispetto al medesimo periodo del 2015.

#### Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2016	2015	Variazioni						2016	2015	Variazioni	
<b>Mercato libero:</b>											
6.107	5.822	285	4,9%	- clienti mass market				12.828	12.326	502	4,1%
4.853	2.761	2.092	75,8%	- clienti business <sup>(1)</sup>				9.296	5.249	4.047	77,1%
509	357	152	42,6%	- clienti in regime di salvaguardia				1.142	705	437	62,0%
<b>11.469</b>	<b>8.940</b>	<b>2.529</b>	<b>28,3%</b>	<b>Totale mercato libero</b>				<b>23.266</b>	<b>18.280</b>	<b>4.986</b>	<b>27,3%</b>
<b>Mercato regolato:</b>											
10.216	10.851	(635)	-5,9%	- clienti in regime di maggior tutela				22.626	23.931	(1.305)	-5,5%
<b>21.685</b>	<b>19.791</b>	<b>1.894</b>	<b>9,6%</b>	<b>TOTALE</b>				<b>45.892</b>	<b>42.211</b>	<b>3.681</b>	<b>8,7%</b>

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

L'energia venduta nel primo semestre 2016 è pari a 45.892 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 3.681 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. L'andamento riflette le maggiori quantità vendute nel mercato libero a seguito del sostanziale incremento dei clienti business, per effetto di nuove politiche commerciali e del graduale passaggio di clienti dal mercato regolato al mercato libero.

Analogo andamento nelle vendite di energia elettrica si rileva nel secondo trimestre 2016.

#### Vendite di gas

2° trimestre				Milioni di m <sup>3</sup>				1° semestre			
2016	2015	Variazioni						2016	2015	Variazioni	
273	406	(133)	-32,8%	Clienti mass market <sup>(1)</sup>				1.643	2.146	(503)	-23,4%
345	124	221	-	- Clienti business				984	306	678	-
<b>618</b>	<b>530</b>	<b>88</b>	<b>16,6%</b>	<b>Totale</b>				<b>2.627</b>	<b>2.452</b>	<b>175</b>	<b>7,1%</b>

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel primo semestre 2016 è pari a 2.627 milioni di metri cubi, con un incremento di 175 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio ed è riferibile essenzialmente alle vendite a clienti business.

Analogo andamento nelle vendite di gas si rileva nel secondo trimestre 2016.

## Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro			1° semestre		
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni
8.040	8.554	(514)	-6,0%	Ricavi	17.210	18.878	(1.668) -8,8%
1.554	1.587	(33)	-2,1%	Margine operativo lordo	3.329	3.141	188 6,0%
1.045	1.075	(30)	-2,8%	Risultato operativo	2.335	2.139	196 9,2%
				Investimenti	642	616 <sup>(1)</sup>	26 4,2%

(1) 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 2016.

### Risultati economici del secondo trimestre

#### Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	4.385	4.995	(610)	-12,2%
Infrastrutture e Reti	1.799	1.767	32	1,8%
Mercati finali	3.260	3.181	79	2,5%
Servizi	308	272	36	13,2%
Elisioni e rettifiche	(1.712)	(1.661)	(51)	-3,1%
<b>Totale</b>	<b>8.040</b>	<b>8.554</b>	<b>(514)</b>	<b>-6,0%</b>

I **ricavi** del secondo trimestre 2016 ammontano a 8.040 milioni di euro, con un decremento di 514 milioni di euro rispetto al 2015 (-6,0%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 610 milioni di euro (-12,2%) rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
  - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 288 milioni di euro, correlati essenzialmente a una riduzione delle quantità intermedie (-6,7 TWh);
  - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 131 milioni di euro da riferirsi sostanzialmente ai minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali per 125 milioni di euro, solo in parte compensati dalle maggiori vendite di energia elettrica alle altre società del Gruppo;
  - minori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO<sub>2</sub> e certificati verdi per complessivi 42 milioni di euro, a seguito dei minori volumi intermediati;
  - minori proventi da operazioni straordinarie per 163 milioni di euro, da riferire all'effetto negativo rilevato nel secondo trimestre 2016 a seguito dell'aggiustamento prezzo relativo alla cessione della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel (22 milioni di euro) e alla rilevazione nel secondo trimestre 2015 della plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in SE Hydropower (141 milioni di euro);
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 32 milioni di euro (+1,8%), riferibili sostanzialmente all'aumento dei ricavi per servizi di misura e ai maggiori ricavi per vendita di contatori elettronici alle società della Penisola iberica;
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 79 milioni di euro (+2,5%), connessi essenzialmente ai maggior ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 204 milioni di euro, a seguito delle maggiori quantità

vendute (+2.5 TWh), solo in parte compensati dalla riduzione dei ricavi rilevata nel mercato regolato a seguito del decremento delle quantità vendute e del numero dei clienti servito.

## Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	201	349	(148)	-42,4%
Infrastrutture e Reti	889	910	(21)	-2,3%
Mercati finali	437	280	157	56,1%
Servizi	27	48	(21)	-43,8%
<b>Totale</b>	<b>1.554</b>	<b>1.587</b>	<b>(33)</b>	<b>-2,1%</b>

Il **marginale operativo lordo** del secondo trimestre 2016 si attesta a 1.554 milioni di euro, registrando un decremento di 33 milioni di euro (-2,1%) rispetto ai 1.587 milioni di euro del secondo trimestre 2015. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minore margine da **Generazione e Trading** per 148 milioni di euro, da attribuire prevalentemente all'effetto negativo delle partite straordinarie già commentate nei ricavi;
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 21 milioni di euro (-2,3%) sostanzialmente riconducibile al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 42 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe solo in parte compensato dai maggiori ricavi per servizi di misura;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 157 milioni di euro (+56,1%), riferibile principalmente a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 146 milioni di euro e al mercato regolato dell'energia elettrica per 12 milioni di euro.

## Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	125	268	(143)	-53,4%
Infrastrutture e Reti	636	633	3	0,5%
Mercati finali	268	139	129	92,8%
Servizi	16	35	(19)	-54,3%
<b>Totale</b>	<b>1.045</b>	<b>1.075</b>	<b>(30)</b>	<b>-2,8%</b>

Il **risultato operativo** si attesta a 1.045 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 3 milioni di euro, registra un decremento di 30 milioni di euro (-2,8%) rispetto ai 1.075 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2015.

## Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	9.568	11.232	(1.664)	-14,8%
Infrastrutture e Reti	3.558	3.532	26	0,7%
Mercati finali	7.445	7.493	(48)	-0,6%
Servizi	526	499	27	5,4%
Elisioni e rettifiche	(3.887)	(3.878)	(9)	0,2%
<b>Totale</b>	<b>17.210</b>	<b>18.878</b>	<b>(1.668)</b>	<b>-8,8%</b>

I **ricavi** del primo semestre 2016 ammontano a 17.210 milioni di euro, con un decremento di 1.668 milioni di euro rispetto al 2015 (-8,8%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 1.664 milioni di euro (-14,8%) rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
  - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 748 milioni di euro, correlati essenzialmente a una riduzione delle quantità intermedie (-15,0 TWh) in un regime di prezzi decrescenti;
  - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 462 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle minori quantità generate. In particolare, la variazione è da riferire principalmente alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (251 milioni di euro, a fronte di minori vendite di energia e maggiori attività sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento), ai minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali (236 milioni di euro), solo in parte compensati dalle maggiori vendite di energia elettrica alle altre società del Gruppo;
  - minori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO<sub>2</sub> e certificati verdi per complessivi 419 milioni di euro, a seguito dei minori volumi intermediati;
  - minori proventi da operazioni straordinarie per 32 milioni di euro, da riferire prevalentemente alla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel nel primo semestre 2016 (124 milioni di euro), più che compensata dai proventi relativi alla cessione di SF Energy e SE Hydropower, effettuata nel primo semestre 2015 (154 milioni di euro);
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 26 milioni di euro (+0,7%), riferibili sostanzialmente a:
  - all'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (ex Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico) per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 57 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati e alla crescita del contributo unitario;
  - all'aumento dei ricavi per servizi di misura (24 milioni di euro);
  - ai maggiori ricavi per vendita di contatori elettronici ad altre società del Gruppo all'estero (19 milioni di euro);
  - minori ricavi tariffari per 63 milioni di euro riferibili principalmente alla riduzione delle tariffe di trasmissione solo in parte compensate dai maggiori ricavi connessi alla modifica regolatoria AEGSI n. 655/14 che ha eliminato il c.d. "lag regolatorio";
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 48 milioni di euro (-0,6%), connessi essenzialmente:
  - ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 428 milioni di euro, a seguito del decremento delle quantità vendute (-1,3 TWh) e del numero dei clienti serviti;
  - all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 341 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità vendute (+4,9 TWh) solo parzialmente compensato dall'effetto prezzo;
  - ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 47 milioni di euro da riferire prevalentemente alla variazione positiva delle partite non ricorrenti.

## Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	506	562	(56)	-10,0%
Infrastrutture e Reti	1.778	1.807	(29)	-1,6%
Mercati finali	997	694	303	43,7%
Servizi	48	78	(30)	-38,5%
<b>Totale</b>	<b>3.329</b>	<b>3.141</b>	<b>188</b>	<b>6,0%</b>

Il **margin** operativo lordo del primo semestre 2016 si attesta a 3.329 milioni di euro, registrando un incremento di 188 milioni di euro (+6,0%) rispetto ai 3.141 milioni di euro del primo semestre 2015. Tale incremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 56 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente al diverso contributo nei due periodi delle plusvalenze da cessione citate nei ricavi. Al netto di tali partite, l'andamento risulta essere in calo di 24 milioni di euro a seguito della riduzione della generazione idroelettrica in uno scenario di prezzi decrescenti; tali effetti sono solo parzialmente compensati dal maggior margine sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento;
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 29 milioni di euro (-1,6%) sostanzialmente riconducibile:
  - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 104 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe;
  - al maggior margine sui Titoli di Efficienza Energetica per 7 milioni di euro;
  - al maggior margine sui contributi di connessione per 15 milioni di euro;
  - all'incremento dei ricavi per servizi di misura;
  - ai minori costi operativi;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 303 milioni di euro (+43,7%), prevalentemente riferibile:
  - a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica per 268 milioni di euro (di cui 197 milioni relativi alla componente elettrica) dovuto all'incremento delle quantità vendute per entrambe le commodity (energia elettrica e gas);
  - all'incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 33 milioni di euro, da riferire prevalentemente alla riduzione dei costi di acquisto di energia elettrica, per effetto del minor numero di clienti serviti e del decremento dei prezzi.

## Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	353	402	(49)	-12,2%
Infrastrutture e Reti	1.276	1.286	(10)	-0,8%
Mercati finali	682	399	283	70,9%
Servizi	24	52	(28)	-53,8%
<b>Totale</b>	<b>2.335</b>	<b>2.139</b>	<b>196</b>	<b>9,2%</b>

Il **risultato operativo** si attesta a 2.335 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 8 milioni di euro, registra un incremento di 196 milioni di euro (+9,2%) rispetto ai 2.139 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2015.

## Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	52	76 <sup>(1)</sup>	(24)	-31,6%
Infrastrutture e Reti	566	479	87	18,2%
Mercati finali	11	31	(20)	-64,5%
Servizi	13	30	(17)	-56,7%
<b>Totale</b>	<b>642</b>	<b>616</b>	<b>26</b>	<b>4,2%</b>

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

Gli **investimenti** del primo semestre 2016 ammontano a 642 milioni di euro in aumento di 26 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 87 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio;
- > un decremento di 17 milioni di euro relativo ai **Servizi** connesso prevalentemente ai maggiori investimenti rilevati nello stesso periodo del 2015 e relativi allo sviluppo di software;
- > un decremento degli investimenti di **Mercati finali** per 20 milioni di euro;
- > minori investimenti di **Generazione e Trading** per 24 milioni di euro da riferirsi prevalentemente ai minori investimenti in impianti termoelettrici.

## Penisola iberica

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
6.046	9.178	(3.132)	-34,1%	Termoelettrica	12.615	17.738	(5.123)	-28,9%
6.382	5.810	572	9,8%	Nucleare	12.842	12.913	(71)	-0,5%
2.659	2.325	334	14,4%	Idroelettrica	4.992	4.681	311	6,6%
<b>15.087</b>	<b>17.313</b>	<b>(2.226)</b>	<b>-12,9%</b>	<b>Totale produzione netta</b>	<b>30.449</b>	<b>35.332</b>	<b>(4.883)</b>	<b>-13,8%</b>

La produzione netta di energia elettrica della Penisola iberica effettuata nel primo semestre 2016 è pari a 30.449 milioni di kWh, con un decremento di 4.883 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015. La variazione trova riscontro prevalentemente in una minore produzione termoelettrica, quale conseguenza delle maggiori importazioni dalla Francia, nonché della maggiore produzione idroelettrica a seguito di una migliore idraulicità del periodo.

Nel secondo trimestre 2016 la produzione netta è pari a 15.087 milioni di kWh, con un decremento di 2.226 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015.

## Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre						Milioni di kWh		1° semestre					
2016		2015		Variazioni		2016		2015		Variazioni			
1.499	11,5%	1.316	8,4%	183	13,9%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	3.044	11,4%	2.681	8,4%	363	13,5%	
901	6,9%	1.205	7,7%	(304)	25,2%	Gas naturale	1.622	6,1%	2.229	6,9%	(607)	-27,2%	
3.068	23,6%	6.157	39,1%	(3.089)	50,2%	Carbone	6.883	25,8%	11.800	36,8%	(4.917)	-41,7%	
6.635	51,0%	6.049	38,4%	586	9,7%	Combustibile nucleare	13.344	50,0%	13.413	41,8%	(69)	-0,5%	
912	7,0%	1.016	6,4%	(104)	10,2%	Altri combustibili	1.774	6,7%	1.952	6,1%	(178)	-9,1%	
<b>13.015</b>	<b>100,0%</b>	<b>15.743</b>	<b>100,0%</b>	<b>(2.728)</b>	<b>17,3%</b>	<b>Totale</b>	<b>26.667</b>	<b>100,0%</b>	<b>32.075</b>	<b>100,0%</b>	<b>(5.408)</b>	<b>-16,9%</b>	

La produzione termica lorda nel primo semestre 2016 è pari a 26.667 milioni di kWh (13.015 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016) e registra un decremento di 5.408 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-2.728 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016). Il decremento ha riguardato quasi tutte le tipologie di combustibile e in particolare il carbone, penalizzato anche da alcune modifiche regolatorie intervenute.

## Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre					
2016		2015		Variazioni		2016		2015		Variazioni	
27.011	24.947	2.064	8,3%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	52.735	50.952	1.783	3,4%			

L'energia trasportata nel primo semestre 2016 è pari a 52.735 milioni di kWh (27.011 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016) e registra un incremento di 1.783 milioni di kWh (+2.064 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016) tenuto conto dell'avvio, dal primo semestre 2016, di un crash program di riduzione delle perdite di rete e di recupero dell'energia delle connessioni dirette.

## Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre					
2016		2015		Variazioni		2016		2015		Variazioni	
22.007	22.097	(90)	-0,4%	Energia venduta da Enel	45.684	45.691	(7)	-			

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo semestre 2016 sono pari a 45.684 milioni di kWh (22.007 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016), con un decremento di 7 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2015 (90 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016); l'andamento, sostanzialmente costante nel complesso, risente nelle sue componenti elementari della sempre crescente liberalizzazione del mercato e del conseguente passaggio al mercato libero (Endesa Energia) di clienti serviti da Endesa Energia XXI (operatore di Endesa sul mercato regolato).

## Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro				1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni		
4.317	4.841	(524)	-10,8%	Ricavi	9.014	10.199	(1.185)	-11,6%	
1.062	992	70	7,1%	Margine operativo lordo	1.856	1.969	(113)	-5,7%	
652	577	75	13,0%	Risultato operativo	1.047	1.159	(112)	-9,7%	
				Investimenti	396	356	40	11,2%	

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel secondo trimestre e nel primo semestre 2016.

### Risultati economici del secondo trimestre

#### Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	1.114	1.426	(312)	-21,9%
Infrastrutture e Reti	667	647	20	3,1%
Mercati finali	3.096	3.782	(686)	-18,1%
Servizi	78	77	1	1,3%
Elisioni e rettifiche	(638)	(1.091)	453	-41,5%
<b>Totale</b>	<b>4.317</b>	<b>4.841</b>	<b>(524)</b>	<b>-10,8%</b>

I **ricavi** del secondo trimestre 2016 sono in decremento di 524 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi da **Generazione e Trading** per 312 milioni di euro, prevalentemente connessi alla riduzione delle quantità vendute e dei relativi prezzi. Si segnala che in buona parte tali ricavi sono realizzati nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione per cui trovano corrispondenza nelle elisioni;
- > al decremento dei ricavi, pari a 686 milioni di euro, sui **Mercati finali**, sostanzialmente per l'effetto al ribasso dell'andamento dei prezzi medi di vendita (per il minore costo dei combustibili che si riflette nei prezzi);
- > un lieve incremento dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**.

#### Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	309	232	77	33,2%
Infrastrutture e Reti	472	464	8	1,7%
Mercati finali	279	266	13	4,9%
Servizi	2	30	(28)	-93,3%
<b>Totale</b>	<b>1.062</b>	<b>992</b>	<b>70</b>	<b>7,1%</b>

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.062 milioni di euro, in incremento di 70 milioni di euro (+7,1%) rispetto all'analogo periodo del 2015, principalmente concentrato nelle attività di **Generazione e Trading** (+77 milioni di euro)



che risentono positivamente soprattutto delle minori imposte di natura ambientale sulla generazione, in particolare da fonte nucleare.

## Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	128	49	79	-
Infrastrutture e Reti	272	278	(6)	-2,2%
Mercati finali	252	223	29	13,0%
Servizi	-	27	(27)	-
<b>Totale</b>	<b>652</b>	<b>577</b>	<b>75</b>	<b>13,0%</b>

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 410 milioni di euro, è pari a 652 milioni di euro ed evidenza, rispetto allo stesso periodo del 2015, un incremento di 75 milioni di euro.

## Risultati primo semestre

### Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	2.274	3.049	(775)	-25,4%
Infrastrutture e Reti	1.288	1.309	(21)	-1,6%
Mercati finali	6.654	7.916	(1.262)	-15,9%
Servizi	133	143	(10)	-7,0%
Elisioni e rettifiche	(1.335)	(2.218)	883	-39,8%
<b>Totale</b>	<b>9.014</b>	<b>10.199</b>	<b>(1.185)</b>	<b>-11,6%</b>

I **ricavi** del primo semestre 2016 registrano un decremento di 1.185 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi da **Generazione e Trading** per 775 milioni di euro, prevalentemente connessi:
  - ai minori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione per 503 milioni di euro a fronte del decremento delle quantità vendute e in un contesto di prezzi medi di vendita decrescenti; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione;
  - al decremento dei ricavi da vendita e di misurazione al fair value di certificati ambientali per 183 milioni di euro rilevati nell'analogo periodo dell'esercizio precedente;
  - minori contributi, per 104 milioni di euro, relativi alle integrazioni tariffarie previste dal SENP per le società di generazione delle isole, soprattutto per la riduzione dei costi dei combustibili;
- > minori ricavi sui **Mercati finali** per 1.262 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della riduzione dei prezzi di vendita sia della componente energia elettrica sia di quella gas;
- > un decremento di 21 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto dei minori contributi di connessione.

## Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	501	639	(138)	-21,6%
Infrastrutture e Reti	950	906	44	4,9%
Mercati finali	419	383	36	9,4%
Servizi	(14)	41	(55)	-
<b>Totale</b>	<b>1.856</b>	<b>1.969</b>	<b>(113)</b>	<b>-5,7%</b>

Il **margin** operativo lordo ammonta a 1.856 milioni di euro, con un decremento di 113 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 138 milioni di euro, prevalentemente connesso alla minor marginalità sui certificati ambientali per 181 milioni di euro rispetto al primo semestre 2015; tale effetto è parzialmente compensato dal miglior margine di generazione sull'area sia peninsulare sia extrapeninsulare. In particolare, il margine nella Penisola iberica risente favorevolmente della riduzione di alcune imposte di natura ambientale a livello sia nazionale sia regionale;
- > un incremento del margine operativo lordo su **Infrastrutture e Reti**, pari a 44 milioni di euro, da riferire principalmente agli efficientamenti effettuati sui costi operativi che hanno più che compensato la riduzione dei contributi di allacciamento commentata nei ricavi;
- > un miglior margine sui **Mercati finali**, pari a circa 36 milioni di euro beneficiando principalmente dei minori costi di approvvigionamento per entrambe le commodity intermedie.

## Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	134	276	(142)	-51,4%
Infrastrutture e Reti	565	537	28	5,2%
Mercati finali	366	311	55	17,7%
Servizi	(18)	35	(53)	-
<b>Totale</b>	<b>1.047</b>	<b>1.159</b>	<b>(112)</b>	<b>-9,7%</b>

Il **risultato operativo** del primo semestre 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 809 milioni di euro (810 milioni di euro nel primo semestre 2015) è pari a 1.047 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2015, un decremento di 112 milioni di euro. Il decremento è quindi da ricondursi a quanto già commentato per il margine operativo lordo tenuto conto che ammortamenti e perdite di valore sono sostanzialmente in linea con quanto rilevato nel primo semestre 2015.

## Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Generazione e Trading	134	105	29	27,6%
Infrastrutture e Reti	239	241	(2)	-0,8%
Mercati finali	20	10	10	-
Servizi	3	-	3	-
<b>Totale</b>	<b>396</b>	<b>356</b>	<b>40</b>	<b>11,2%</b>

Gli **investimenti** ammontano a 396 milioni di euro con un incremento di 40 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2016 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (230 milioni di euro), per sub stazioni e trasformatori, interventi sulla linea e sostituzione degli apparati di misurazione. La variazione di 29 milioni di euro nell'ambito della Generazione e Trading si riferisce principalmente a interventi sulle centrali per l'adeguamento ai nuovi standard di sicurezza, stabiliti dalle nuove normative europee, nonché ad attività di ammodernamento relative alla centrale termica di Litoral.

## America Latina

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni	
6.307	6.620	(313)	-4,7%	Termoelettrica	13.446	13.729	(283)	-2,1%			
8.233	7.636	597	7,8%	Idroelettrica	15.502	15.368	134	0,9%			
22	35	(13)	-37,1%	Altre fonti	45	57	(12)	-21,1%			
<b>14.562</b>	<b>14.291</b>	<b>271</b>	<b>1,9%</b>	<b>Totale produzione netta</b>	<b>28.993</b>	<b>29.154</b>	<b>(161)</b>	<b>-0,6%</b>			
3.310	3.469	(159)	-4,6%	- di cui Argentina	6.748	7.409	(661)	-8,9%			
955	849	106	12,5%	- di cui Brasile	1.857	2.056	(199)	-9,7%			
4.339	4.419	(80)	-1,8%	- di cui Cile	8.912	8.691	221	2,5%			
3.923	3.446	477	13,8%	- di cui Colombia	7.175	6.642	533	8,0%			
2.035	2.108	(73)	-3,5%	- di cui Perù	4.301	4.356	(55)	-1,3%			

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2016 è pari a 28.993 milioni di kWh, con un decremento di 161 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015, principalmente a seguito della minore produzione termoelettrica particolarmente concentrata in Argentina a seguito del fermo impianto per attività di manutenzione delle centrali Dock Sud e Costanera. Viceversa, la produzione idroelettrica si incrementa a seguito sia dell'entrata in funzione della nuova centrale di El Quimbo in Colombia, sia delle migliori condizioni di idraulicità in Brasile, fenomeni rilevati entrambi nel secondo trimestre 2016.

Nel secondo trimestre 2016 la produzione netta è pari a 14.562 milioni di kWh con un incremento di 271 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015.

## Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre				
2016		2015		Variazioni		2016		2015		Variazioni		
483	7,2%	482	6,9%	1	-	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.007	7,2%	761	5,3%	246	32,3%
4.174	62,4%	4.821	69,5%	(647)	-13,4%	Gas naturale	9.265	65,8%	10.928	76,5%	(1.663)	-15,2%
611	9,1%	767	11,1%	(156)	-20,4%	Carbone	2.061	14,6%	1.341	9,4%	720	53,7%
1.425	21,3%	866	12,5%	559	64,6%	Altri combustibili	1.738	12,4%	1.259	8,8%	479	38,0%
<b>6.693</b>	<b>100,0%</b>	<b>6.936</b>	<b>100,0%</b>	<b>(243)</b>	<b>-3,5%</b>	<b>Totale</b>	<b>14.071</b>	<b>100,0%</b>	<b>14.289</b>	<b>100,0%</b>	<b>(218)</b>	<b>-1,5%</b>

La produzione termica lorda nel primo semestre 2016 è pari a 14.071 milioni di kWh e registra un decremento di 218 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo precedente. Tale decremento è sostanzialmente riferibile al minor uso di gas naturale in Argentina, Cile e Brasile. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2016 a cui si aggiunge anche un minor utilizzo di carbone.

## Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2016		2015		Variazioni		2016		2015		Variazioni	
<b>19.839</b>	<b>19.129</b>	<b>710</b>	<b>3,7%</b>	<b>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel <sup>(1)</sup></b>				<b>39.676</b>	<b>39.040</b>	<b>636</b>	<b>1,6%</b>
4.850	4.477	373	8,3%	- di cui Argentina				9.551	9.228	323	3,5%
5.730	5.457	273	5,0%	- di cui Brasile				11.574	11.455	119	1,0%
4.012	3.876	136	3,5%	- di cui Cile				7.875	7.717	158	2,0%
3.323	3.399	(76)	-2,2%	- di cui Colombia				6.744	6.794	(50)	-0,7%
1.924	1.920	4	0,2%	- di cui Perù				3.932	3.846	86	2,2%

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata, nel primo semestre 2016, è pari a 39.676 milioni di kWh (19.839 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016) e registra un incremento, pari a 636 milioni di kWh (+710 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016).

## Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2016		2015		Variazioni		2016		2015		Variazioni	
<b>1.487</b>	<b>1.480</b>	<b>7</b>	<b>0,4%</b>	<b>Mercato libero</b>				<b>3.092</b>	<b>3.080</b>	<b>12</b>	<b>0,4%</b>
<b>14.510</b>	<b>14.038</b>	<b>472</b>	<b>3,4%</b>	<b>Mercato regolato</b>				<b>29.318</b>	<b>28.735</b>	<b>583</b>	<b>2,0%</b>
<b>15.997</b>	<b>15.518</b>	<b>479</b>	<b>3,1%</b>	<b>Totale</b>				<b>32.410</b>	<b>31.815</b>	<b>595</b>	<b>1,9%</b>
4.155	3.720	435	11,7%	- di cui Argentina				8.121	7.687	434	5,6%
4.853	4.752	101	2,1%	- di cui Brasile				10.135	10.024	111	1,1%
3.259	3.244	15	0,5%	- di cui Cile				6.569	6.519	50	0,8%
2.050	2.091	(41)	-2,0%	- di cui Colombia				4.126	4.155	(29)	-0,7%
1.680	1.711	(31)	-1,8%	- di cui Perù				3.459	3.430	29	0,8%

L'energia venduta nel primo semestre 2016 ammonta a 32.410 milioni di kWh (15.997 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016) e registra un incremento di 595 milioni di kWh (+479 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016).

## Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro				1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni		
2.531	2.736	(205)	-7,5%	Ricavi	4.983	5.406	(423)	-7,8%	
825	701	124	17,7%	Margine operativo lordo	1.625	1.437	188	13,1%	
595	457	138	30,2%	Risultato operativo	1.180	948	232	24,5%	
				Investimenti	585	791	(206)	-26,0%	

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2016.

### Risultati economici del secondo trimestre

#### Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Argentina	330	249	81	32,5%
Brasile	569	795	(226)	-28,4%
Cile	836	839	(3)	-0,4%
Colombia	495	545	(50)	-9,2%
Perù	301	308	(7)	-2,3%
<b>Totale</b>	<b>2.531</b>	<b>2.736</b>	<b>(205)</b>	<b>-7,5%</b>

I **ricavi** del secondo trimestre 2016 registrano un decremento di 205 milioni di euro; la diminuzione è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 81 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti della riforma tariffaria applicata alle società di distribuzione introdotta dal Governo argentino mediante la *Resolución* ENRE n.1/2016, che ha comportato un significativo incremento delle tariffe di vendita in buona parte compensato dall'effetto cambi fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro in particolare nel secondo trimestre;
- > decremento dei ricavi in Brasile per 226 milioni di euro, per effetto del significativo deprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro e per effetto delle modifiche regolatorie afferenti alla rilevazione delle partite di attivo e passivo settoriale (Credit Value Adjustment - CVA). Tali effetti sono stati in parte compensati da maggiori ricavi rivenienti dall'incremento dei prezzi medi a seguito delle revisioni tariffarie effettuate nel dicembre 2015 e nel marzo 2016;
- > decremento dei ricavi in Cile per 3 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'aumento della tariffa di distribuzione e delle maggiori quantità vendute dalle società di generazione; tali effetti sono più che compensati dall'andamento sfavorevole dei tassi di cambio;
- > minori ricavi in Colombia per 50 milioni di euro, in particolare a seguito dell'effetto cambi dovuto al deprezzamento del peso colombiano nei confronti dell'euro quasi integralmente compensato dalle maggiori quantità vendute in regime di prezzi crescenti sia nella generazione sia nella distribuzione;
- > decremento dei ricavi in Perù per 7 milioni di euro, principalmente per effetto del tasso di cambio nonostante le maggiori quantità trasportate e vendute.

## Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Argentina	97	30	67	-
Brasile	128	114	14	12,3%
Cile	221	167	54	32,3%
Colombia	263	266	(3)	-1,1%
Perù	116	124	(8)	-6,5%
<b>Totale</b>	<b>825</b>	<b>701</b>	<b>124</b>	<b>17,7%</b>

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 825 milioni di euro, con un incremento di 124 milioni di euro (+17,7%) rispetto all'analogo periodo del 2015 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 67 milioni di euro, per effetto principalmente per effetto del diverso meccanismo regolatorio che ha caratterizzato i due trimestri a confronto;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 54 milioni di euro, a seguito della migliore marginalità sulle vendite sia nella distribuzione sia nella generazione, anche a seguito delle maggiori quantità vendute e dei minori costi di approvvigionamento dei combustibili;
- > un incremento del margine in Brasile per 14 milioni di euro, che risente degli effetti delle revisioni tariffarie di dicembre 2015 e marzo 2016 rispettivamente in Coelce e Ampla
- > un decremento del margine operativo lordo in Perù per 8 milioni di euro, principalmente connesso all'andamento dei tassi di cambio;
- > una riduzione del margine in Colombia per 3 milioni di euro, dove la migliore marginalità generata dalle maggiori quantità vendute a prezzi medi crescenti è stata completamente riassorbita dagli effetti derivanti allo sfavorevole andamento dei cambi.

## Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Argentina	81	14	67	-
Brasile	40	18	22	-
Cile	164	109	55	50,5%
Colombia	226	225	1	0,4%
Perù	84	91	(7)	-7,7%
<b>Totale</b>	<b>595</b>	<b>457</b>	<b>138</b>	<b>30,2%</b>

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 230 milioni di euro (244 milioni di euro nel secondo trimestre 2015) è pari a 595 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2015, un incremento di 138 milioni di euro. I minori ammortamenti e perdite di valore sono principalmente da riferire all'effetto della variazione dei tassi di cambio.

## Risultati economici del primo semestre

### Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Argentina	594	555	39	7,0%
Brasile	1.067	1.546	(479)	-31,0%
Cile	1.659	1.656	3	0,2%
Colombia	1.038	1.051	(13)	-1,2%
Perù	625	598	27	4,5%
<b>Totale</b>	<b>4.983</b>	<b>5.406</b>	<b>(423)</b>	<b>-7,8%</b>

I ricavi del primo semestre 2016 registrano un decremento di 423 milioni di euro; tale riduzione è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 39 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti della riforma tariffaria applicata alle società di distribuzione introdotta dal Governo argentino mediante la *Resolución* ENRE n.1/2016, che ha comportato un significativo incremento delle tariffe di vendita che compensa sia gli effetti della *Resolución* n. 32/2015 che remunerava le società di distribuzione dei mancati adeguamenti tariffari, sia un effetto cambi fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (372 milioni di euro).
- > un decremento dei ricavi in Brasile per 479 milioni di euro, per effetto del significativo deprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro (259 milioni di euro), e per gli impatti derivanti dalle modifiche regolatorie che hanno comportato minori ricavi per 370 milioni di euro (in particolare per la modifica dei criteri di rilevazione e consuntivazione del credito per deficit tariffario, Credit Value Adjustment - CVA). Tali effetti sono stati in parte compensati da maggiori ricavi rivenienti dall'incremento dei prezzi medi di vendita per circa 173 milioni di euro a seguito delle revisioni tariffarie effettuate nel dicembre 2015 e nel marzo 2016;
- > un incremento dei ricavi in Cile per 3 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'aumento della tariffa di distribuzione e delle maggiori quantità vendute dalle società di generazione (183 milioni di euro); tali effetti sono quasi integralmente compensati dall'andamento sfavorevole dei tassi di cambio (171 milioni di euro);
- > minori ricavi in Colombia per 13 milioni di euro, a seguito dell'effetto cambi dovuto al deprezzamento del peso colombiano nei confronti dell'euro, pari a 266 milioni di euro, quasi integralmente compensato dalle maggiori quantità vendute in regime di prezzi crescenti sia nella generazione sia nella distribuzione;
- > incremento dei ricavi in Perù per 27 milioni di euro, principalmente per effetto delle maggiori quantità trasportate e vendute, solo in parte compensate dallo sfavorevole andamento del cambio (57 milioni di euro).

### Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Argentina	155	97	58	59,8%
Brasile	260	286	(26)	-9,1%
Cile	465	313	152	48,6%
Colombia	498	502	(4)	-0,8%
Perù	247	239	8	3,3%
<b>Totale</b>	<b>1.625</b>	<b>1.437</b>	<b>188</b>	<b>13,1%</b>

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.625 milioni di euro, con un incremento di 188 milioni di euro (+13,1%) rispetto all'analogo periodo del 2015 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 58 milioni di euro, principalmente per effetto del diverso meccanismo regolatorio che ha caratterizzato i due semestri a confronto;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 152 milioni di euro, a seguito della migliore marginalità sulle vendite sia nella distribuzione sia nella generazione, anche a seguito delle maggiori quantità vendute e dei minori costi di approvvigionamento dei combustibili, sostenuti anche da favorevoli condizioni di idraulicità. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dallo sfavorevole andamento dei cambi (51 milioni di euro);
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 8 milioni di euro, principalmente connesso ai maggiori prezzi medi di vendita, che sono stati parzialmente compensati dall'avverso andamento dei tassi di cambio;
- > una riduzione del margine in Colombia per 4 milioni di euro, dove l'effetto positivo delle maggiori quantità generate e vendute, anche in virtù del pieno esercizio dell'impianto idroelettrico di El Quimbo, è stato più che riassorbito dall'effetto negativo derivante dalla traduzione all'euro del peso colombiano (127 milioni di euro);
- > una riduzione del margine in Brasile per 26 milioni di euro, che risente in particolare dell'effetto cambi negativo, pari a 64 milioni di euro, che è parzialmente compensato dalla migliore marginalità sulle vendite benché le quantità vendute si siano ridotte sensibilmente.

## Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Argentina	124	65	59	90,8%
Brasile	94	90	4	4,4%
Cile	351	199	152	76,4%
Colombia	427	421	6	1,4%
Perù	184	173	11	6,4%
<b>Totale</b>	<b>1.180</b>	<b>948</b>	<b>232</b>	<b>24,5%</b>

Il **risultato operativo** del primo semestre 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 445 milioni di euro (489 milioni di euro nel primo semestre 2015) è pari a 1.180 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2015 un incremento di 232 milioni di euro. I minori ammortamenti e perdite di valore sono principalmente da riferire all'effetto della variazione dei tassi di cambio.

## Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Argentina	97	186	(89)	-47,8%
Brasile	151	156	(5)	-3,2%
Cile	145	124	21	16,9%
Colombia	101	247	(146)	-59,1%
Perù	91	78	13	16,7%
<b>Totale</b>	<b>585</b>	<b>791</b>	<b>(206)</b>	<b>-26,0%</b>

Gli **investimenti** ammontano a 585 milioni di euro con un decremento di 206 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2016 si riferiscono soprattutto a interventi



sulla rete di distribuzione in tutti i Paesi in cui il Gruppo opera oltreché agli interventi sulle centrali termoelettriche di Costanera, Celta e Bocamina e Piura oltre ad alcuni investimenti su centrali idroelettriche in particolare con riferimento alla centrale de Los Condores in Cile.

## Europa dell'Est

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni	
9.482	10.298	(816)	-7,9%	Termoelettrica	20.288	21.935	(1.647)	-7,5%			
2.457	3.061	(604)	-19,7%	Nucleare	6.244	6.773	(529)	-7,8%			
478	714	(236)	-33,1%	Idroelettrica	1.071	1.763	(692)	-39,3%			
-	4	(4)	-	Altre fonti	3	16	(13)	-81,2%			
<b>12.417</b>	<b>14.077</b>	<b>(1.660)</b>	<b>-11,8%</b>	<b>Totale produzione netta</b>	<b>27.606</b>	<b>30.487</b>	<b>(2.881)</b>	<b>-9,4%</b>			
9.037	9.780	(743)	-7,6%	- di cui Russia	19.108	20.587	(1.479)	-7,2%			
3.327	4.173	(846)	-20,3%	- di cui Slovacchia	8.146	9.464	(1.318)	-13,9%			
53	124	(71)	-57,3%	- di cui Belgio	352	436	(84)	-19,3%			

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo semestre 2016 è pari a 27.606 milioni di kWh, con un decremento di 2.881 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale variazione è principalmente riferibile alla minore produzione in Russia per un guasto all'impianto a ciclo combinato di Nevinnomisskaya (-862 milioni di kWh) e a una diminuzione della produzione degli impianti tradizionali a olio e gas (-714 milioni di kWh), solo parzialmente compensata dall'andamento positivo delle centrali a carbone. A tale componente si aggiunge il calo della generazione in Slovacchia da fonte sia nucleare sia 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 2016.

#### Contributi alla produzione termica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre				
2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni		
4.672	36,7%	5.457	38,4%	(785)	-14,4%	Gas naturale	10.671	37,7%	12.371	40,6%	(1.700)	-13,7%
5.396	42,4%	5.447	38,4%	(51)	-0,9%	Carbone	10.871	38,5%	10.845	35,5%	26	0,2%
2.661	20,9%	3.300	23,2%	(639)	-19,4%	Combustibile nucleare	6.727	23,8%	7.285	23,9%	(558)	-7,7%
<b>12.729</b>	<b>100,0%</b>	<b>14.204</b>	<b>100,0%</b>	<b>(1.475)</b>	<b>-10,4%</b>	<b>Totale</b>	<b>28.269</b>	<b>100,0%</b>	<b>30.501</b>	<b>100,0%</b>	<b>(2.232)</b>	<b>-7,3%</b>

La produzione termica lorda del primo semestre 2016 ha fatto registrare un decremento di 2.232 milioni di kWh, attestandosi a 28.269 milioni di kWh con una variazione che ha riguardato maggiormente la produzione da gas naturale in Russia ma anche quella da combustibile nucleare in Slovacchia.

Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2016.

## Trasporto di energia elettrica

2° trimestre			Milioni di kWh		1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
3.498	3.455	43	1,2%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	7.278	7.199	79	1,1%

L'energia trasportata dalla Region, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 79 milioni di kWh (+1,1%), passando da 7.199 milioni di kWh a 7.278 milioni di kWh nel primo semestre 2016. L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati, che riflettono il trend di sviluppo della rete elettrica del Paese.

## Vendite di energia elettrica

2° trimestre			Milioni di kWh		1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
2.214	2.483	(269)	-10,8%	Mercato libero	4.564	5.240	(676)	-12,9%
1.140	1.243	(103)	-8,3%	Mercato regolato	2.482	2.729	(247)	-9,1%
<b>3.354</b>	<b>3.726</b>	<b>(372)</b>	<b>-10,0%</b>	<b>Totale</b>	<b>7.046</b>	<b>7.969</b>	<b>(923)</b>	<b>-11,6%</b>
1.744	1.778	(34)	-1,9%	- di cui Romania	3.756	3.889	(133)	-3,4%
597	966	(369)	-38,2%	- di cui Francia	1.241	2.032	(791)	-38,9%
1.013	982	31	3,2%	- di cui Slovacchia	2.049	2.048	1	-

Le vendite di energia effettuate nel primo semestre 2016 registrano un decremento di 923 milioni di kWh passando da 7.969 milioni di kWh a 7.046 milioni di kWh. Tale decremento è riferibile:

- > alle minori quantità vendute in Francia per 791 milioni di kWh, a seguito della politica commerciale intrapresa dal Gruppo nel Paese;
- > al decremento delle vendite nel mercato rumeno per 133 milioni di kWh, principalmente attribuibile alla progressiva liberalizzazione del mercato.

Lo stesso andamento trova riscontro anche nel secondo trimestre 2016.

## Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro		1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
1.059	1.135	(76)	-6,7%	Ricavi	2.228	2.374	(146)	-6,1%
156	159	(3)	-1,9%	Margine operativo lordo	353	392	(39)	-9,9%
55	72	(17)	-23,6%	Risultato operativo	194	211	(17)	-8,1%
				Investimenti	82 <sup>(1)</sup>	85 <sup>(2)</sup>	(3)	-3,5%

(2) Il dato non include 249 milioni di euro riferiti 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".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2016.

## Risultati economici secondo trimestre

### Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Romania	222	232	(10)	-4,3%
Russia	212	273	(61)	-22,3%
Slovacchia	568	561	7	1,2%
Altri Paesi	57	69	(12)	-17,4%
<b>Totale</b>	<b>1.059</b>	<b>1.135</b>	<b>(76)</b>	<b>-6,7%</b>

I **ricavi** del secondo trimestre 2016 risultano pari a 1.059 milioni di euro con un decremento di 76 milioni di euro (-6,7%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Russia per 61 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto cambi;
- > al decremento dei ricavi in Romania per 10 milioni di euro, essenzialmente riferibile al processo di liberalizzazione per i clienti business che ha comportato minori volumi di vendite;
- > al decremento dei ricavi in altri Paesi, che ha riguardato la Francia e il Belgio;
- > all'aumento dei ricavi in Slovacchia per 7 milioni di euro.

### Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Romania	69	74	(5)	-6,8%
Russia	41	29	12	41,4%
Slovacchia	48	64	(16)	-25,0%
Altri Paesi	(2)	(8)	6	75,0%
<b>Totale</b>	<b>156</b>	<b>159</b>	<b>(3)</b>	<b>-1,9%</b>

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 156 milioni di euro, registrando un decremento di 3 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2015. Tale andamento è principalmente relativo:

- > al decremento del margine operativo lordo in Slovacchia per 16 milioni di euro, dovuto a una riduzione dei prezzi di vendita e delle quantità generate;
- > alla diminuzione del margine operativo lordo in Romania per 5 milioni di euro, per effetto del calo dei prezzi.

L'effetto positivo sul margine in Russia e negli altri Paesi ha solo in parte compensato le variazioni negative registrate.

## Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Romania	44	46	(2)	-4,3%
Russia	28	(4)	32	-
Slovacchia	(14)	39	(53)	-
Altri Paesi	(3)	(9)	6	66,7%
<b>Totale</b>	<b>55</b>	<b>72</b>	<b>(17)</b>	<b>-23,6%</b>

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2016 è pari a 55 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2015, un decremento di 17 milioni di euro (-23,6%) tenuto conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 14 milioni di euro.

## Risultati economici primo semestre

### Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Romania	474	497	(23)	-4,6%
Russia	425	547	(122)	-22,3%
Slovacchia	1.172	1.172	-	-
Altri Paesi	157	158	(1)	-0,6%
<b>Totale</b>	<b>2.228</b>	<b>2.374</b>	<b>(146)</b>	<b>-6,1%</b>

I **ricavi** del primo semestre 2016 risultano pari a 2.228 milioni di euro con un decremento di 146 milioni di euro (-6,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Russia per 122 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (90 milioni di euro) a cui si associa un calo di produzione di energia elettrica nella centrale di Nevinnomisskaya per effetto del sopraccitato fermo dell'impianto;
- > al decremento dei ricavi in Romania per 23 milioni di euro, essenzialmente riconducibile al processo di liberalizzazione, già citato, e a una diminuzione dei prezzi medi di vendita.

### Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Romania	123	138	(15)	-10,9%
Russia	78	95	(17)	-17,9%
Slovacchia	157	167	(10)	-6,0%
Altri Paesi	(5)	(8)	3	37,5%
<b>Totale</b>	<b>353</b>	<b>392</b>	<b>(39)</b>	<b>-9,9%</b>

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 353 milioni di euro, registrando un decremento di 39 milioni di euro rispetto al primo semestre 2015. Tale andamento è principalmente relativo:

- > a un decremento del margine operativo lordo in Russia per 17 milioni di euro, principalmente attribuibile al già citato effetto cambio (16 milioni di euro);
- > a una riduzione del margine rilevata in Romania per 15 milioni di euro, che riflette essenzialmente la diminuzione dei ricavi;
- > alla diminuzione del margine operativo lordo in Slovacchia per 10 di euro, per effetto del calo dei prezzi e per la minore produzione di energia dovuta alla chiusura anticipata del contratto di Gabčíkovo.

### Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Romania	76	83	(7)	-8,4%
Russia	55	34	21	61,8%
Slovacchia	70	104	(34)	-32,7%
Altri Paesi	(7)	(10)	3	30,0%
<b>Totale</b>	<b>194</b>	<b>211</b>	<b>(17)</b>	<b>-8,1%</b>

Il **risultato operativo** del primo semestre 2016 è pari a 194 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2015, un decremento di 17 milioni di euro (-8,1%) tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 22 milioni di euro per effetto sia della variazione dei tassi di cambio in Russia, sia degli impairment effettuati nel corso del 2015 che hanno ridotto il valore degli asset.

### Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Romania	47	42	5	11,9%
Russia	35	43	(8)	-18,6%
<b>Totale</b>	<b>82</b> <sup>(1)</sup>	<b>85</b> <sup>(2)</sup>	<b>(3)</b>	<b>-3,5%</b>

(1) Il dato non include 249 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Gli **investimenti** ammontano a 82 milioni di euro, in diminuzione di 3 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è da attribuire principalmente alle attività di refurbishment sugli impianti in Russia.

## Energie Rinnovabili

### Dati operativi

#### Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre		Milioni di kWh				1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni		
2.813	3.112	(299)	-9,6%	Idroelettrica	5.085	5.787	(702)	-12,1%	
1.547	1.531	16	1,0%	Geotermoelettrica	3.143	3.084	59	1,9%	
4.239	3.659	580	15,9%	Eolica	9.482	7.912	1.570	19,8%	
299	225	74	32,9%	Altre fonti	527	414	113	27,3%	
<b>8.898</b>	<b>8.527</b>	<b>371</b>	<b>4,4%</b>	<b>Totale</b>	<b>18.237</b>	<b>17.197</b>	<b>1.040</b>	<b>6,0%</b>	
3.672	3.742	(70)	-1,9%	- di cui Italia	6.717	7.115	(398)	-5,6%	
889	1.026	(137)	-13,4%	- di cui Penisola iberica	2.199	2.317	(118)	-5,1%	
126	130	(4)	-3,1%	- di cui Grecia	290	282	8	2,8%	
266	331	(65)	-19,6%	- di cui Romania e Bulgaria	672	791	(119)	-15,0%	
2.165	1.797	368	20,5%	- di cui Stati Uniti e Canada	4.756	3.582	1.174	32,8%	
715	844	(129)	-15,3%	- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	1.695	1.888	(193)	-10,2%	
943	652	291	44,6%	- di cui Brasile, Cile e Uruguay	1.737	1.213	524	43,2%	
122	5	117	-	- di cui altri Paesi	171	9	162	-	

La produzione netta della Divisione è pari nel primo semestre 2016 a 18.237 milioni di kWh (8.898 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016), con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2015 di 1.040 milioni di kWh (+371 milioni di kWh nel secondo trimestre 2016). Tale incremento è attribuibile alla maggiore generazione all'estero per 1.438 milioni di kWh, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica in Nord America e in America Latina (+1.592 milioni di kWh) a seguito della maggiore capacità installata, in India (+161 milioni di kWh) a seguito del consolidamento di BLP Energy da settembre 2015, e della maggiore produzione da fonte solare in Cile (+148 milioni di kWh). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalle minori quantità generate da fonte idroelettrica nella Repubblica di Panama e in Guatemala (-336 milioni di kWh) a seguito delle peggiori condizioni di idraulicità e dalla minore produzione da fonte eolica in Romania (-113 milioni di kWh). A tali effetti si aggiunge la variazione di perimetro derivante dalla cessione delle attività in Portogallo, effettuata a novembre 2015, che ha comportato un decremento della produzione da fonte eolica (-165 milioni di kWh).

La produzione netta di energia elettrica in Italia nel primo semestre 2016 registra un decremento di 398 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2015, risentendo principalmente della minore produzione da fonte idroelettrica (-498 milioni di kWh), causata da condizioni di idraulicità più sfavorevoli, e da fonte solare (-62 milioni di kWh). Tale decremento è stato parzialmente compensato dall'incremento della produzione da fonte geotermica (+59 milioni di kWh) a seguito di una maggiore disponibilità della risorsa stessa.

Analogo andamento, sia pure più contenuto, si rileva nel secondo trimestre 2016.

## Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro			1° semestre		
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni
703	781	(78)	-10,0%	Ricavi	1.408	1.593	(185) -11,6%
458	542	(84)	-15,5%	Margine operativo lordo	920	1.078	(158) -14,7%
270	327	(57)	-17,4%	Risultato operativo	554	697	(143) -20,5%
				Investimenti	1.742	973	769 79,0%

Nella seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2016.

### Risultati economici secondo trimestre

#### Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Europa e Nord Africa	389	486	(97)	-20,0%
America Latina	157	157	-	-
Nord America	151	136	15	11,0%
Africa Sub-Sahariana e Asia	6	2	4	-
<b>Totale</b>	<b>703</b>	<b>781</b>	<b>(78)</b>	<b>-10,0%</b>

I **ricavi** del secondo trimestre 2016 ammontano a 703 milioni di euro, con un decremento di 78 milioni di euro (-10,0%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > a un decremento dei ricavi in Europa e Nord Africa per 97 milioni di euro, da riferirsi principalmente ai minori ricavi nella Penisola iberica, sia per una minore produzione da biomassa sia per la cessione degli asset portoghesi, e in Italia a fronte di una minore produzione idroelettrica;
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 15 milioni di euro, principalmente per effetto della maggiore capacità installata e dei maggiori ricavi per tax partnership.

#### Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Europa e Nord Africa	252	362	(110)	-30,4%
America Latina	97	79	18	22,8%
Nord America	106	100	6	6,0%
Africa Sub-Sahariana e Asia	3	1	2	-
<b>Totale</b>	<b>458</b>	<b>542</b>	<b>(84)</b>	<b>-15,5%</b>

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel secondo trimestre 2016, a 458 milioni di euro, in decremento di 84 milioni di euro (-15,5%) rispetto all'analogo periodo del 2015. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alle stesse motivazioni commentate nei ricavi.

## Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2016	2015	Variazioni	
Europa e Nord Africa	154	242	(88)	-36,4%
America Latina	60	40	20	50,0%
Nord America	55	45	10	22,2%
Africa Sub-Sahariana e Asia	1	-	1	-
<b>Totale</b>	<b>270</b>	<b>327</b>	<b>(57)</b>	<b>-17,4%</b>

Il **risultato operativo**, pari a 270 milioni di euro, registra un decremento di 57 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 27 milioni di euro.

## Risultati economici primo semestre

### Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Europa e Nord Africa	761	1.000	(239)	-23,9%
America Latina	317	321	(4)	-1,2%
Nord America	321	270	51	18,9%
Africa Sub-Sahariana e Asia	9	2	7	-
<b>Totale</b>	<b>1.408</b>	<b>1.593</b>	<b>(185)</b>	<b>-11,6%</b>

I **ricavi** del primo semestre 2016 si attestano a 1.408 milioni di euro con un decremento di 185 milioni di euro (-11,6%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > a un decremento dei ricavi in Europa e Nord Africa per 239 milioni di euro, dovuti prevalentemente alla minore produzione idroelettrica e solare in Italia, alla diminuzione dei prezzi medi di vendita nella Penisola iberica e alla cessione degli asset in Portogallo avvenuta a fine 2015. A tali effetti, si aggiunge l'iscrizione nel primo semestre 2015 del badwill e della rimisurazione al fair value relativa all'acquisizione di 3Sun (per complessivi 132 milioni di euro) e di un indennizzo previsto dagli accordi con STM (12 milioni di euro);
- > ai minori ricavi in America Latina per 4 milioni di euro da riferire principalmente ai minori ricavi per vendita di energia elettrica nella Repubblica di Panama, a seguito delle peggiori condizioni di idraulicità (-20 milioni di euro), in Brasile (-13 milioni di euro), in Guatemala (-9 milioni di euro) e in Costa Rica (-8 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi, in linea con l'incremento della produzione, principalmente in Cile (30 milioni di euro) e in Messico (12 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi in Nord America per 51 milioni di euro, essenzialmente connessi, all'incremento dei proventi da tax partnership per 43 milioni di euro e alla crescita delle quantità prodotte legate alla maggiore produzione eolica.



## Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Europa e Nord Africa	487	718	(231)	-32,2%
America Latina	198	166	32	19,3%
Nord America	234	194	40	20,6%
Africa Sub-Sahariana e Asia	1	-	1	-
<b>Totale</b>	<b>920</b>	<b>1.078</b>	<b>(158)</b>	<b>-14,7%</b>

Il **margin**e operativo lordo del primo semestre 2016 ammonta a 920 milioni di euro, in decremento di 158 milioni di euro (-14,7%) rispetto al primo semestre 2015; tale decremento è riferibile:

- > al minor margine realizzato in Europa e Nord Africa per 231 milioni di euro, prevalentemente riferibile agli stessi effetti già citati nei ricavi;
- > al maggior margine in America Latina per 32 milioni di euro, per effetto della riduzione dei costi operativi, principalmente connessi all'acquisto di energia in Brasile, che ha più che compensato il decremento dei ricavi;
- > al margine del Nord America in aumento di 40 milioni di euro, correlato ai maggiori ricavi, solo leggermente compensati dai maggiori costi del personale e operativi connessi alla maggiore capacità installata.

## Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Europa e Nord Africa	291	495	(204)	-41,2%
America Latina	128	107	21	19,6%
Nord America	137	96	41	42,7%
Africa Sub-Sahariana e Asia	(2)	(1)	(1)	-
<b>Totale</b>	<b>554</b>	<b>697</b>	<b>(143)</b>	<b>-20,5%</b>

Il **risultato operativo** del primo semestre 2016, pari a 554 milioni di euro, registra un decremento di 143 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 15 milioni di euro; quest'ultima voce risente degli investimenti entrati in esercizio nel corso del 2016.

## Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Europa e Nord Africa	112	137	(25)	-18,2%
America Latina	827	569	258	45,3%
Nord America	601	128	473	-
Africa Sub-Sahariana e Asia	202	139	63	45,3%
<b>Totale</b>	<b>1.742</b>	<b>973</b>	<b>769</b>	<b>79,0%</b>

Gli **investimenti** del primo semestre 2016 ammontano a 1.742 milioni di euro, in incremento di 769 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Tali investimenti si riferiscono principalmente al settore eolico in America Latina (337 milioni di euro), in Nord America (547 milioni di euro) e in Sudafrica (88 milioni di euro), al settore geotermico in Cile (90 milioni di euro) e in Italia (38 milioni di euro), al solare in Brasile (111 milioni di euro), in Cile (102 milioni di euro) e in Sudafrica (112 milioni di euro) e all'idroelettrico in America Latina (103 milioni di euro) e in Italia (32 milioni di euro).

## Altro, elisioni e rettifiche

### Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro				1° semestre	
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni
180	196	(16)	-8,2%	Ricavi (al netto delle elisioni)	371	394	(23) -5,8%
(19)	(43)	24	55,8%	Margine operativo lordo	(30)	(56)	26 46,4%
(77)	(49)	(28)	-57,1%	Risultato operativo	(100)	(70)	(30) -42,9%
				Investimenti	18	16	2 12,5%

#### Risultati economici secondo trimestre

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del secondo trimestre 2016 risultano pari a 180 milioni di euro, con un decremento di 16 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-8,2%) riferibile essenzialmente a minori ricavi per attività di ingegneria.

Il **margine operativo lordo** del secondo trimestre 2016, negativo per 19 milioni di euro, è aumento di 24 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015.

Il **risultato operativo**, negativo per 77 milioni di euro, risulta in decremento di 28 milioni di euro rispetto al valore registrato nel secondo trimestre 2015, a fronte di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 52 milioni di euro da riferire principalmente all'adeguamento al presumibile valore di cessione degli asset in fase di sviluppo nell'Upstream gas in Algeria (licenza Isarene) rilevato nel secondo trimestre 2016.

#### Risultati economici primo semestre

I **ricavi** del primo semestre 2016, al netto delle elisioni, risultano pari a 371 milioni di euro con un decremento di 23 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2015 (-5,8%). Tale decremento è essenzialmente riferibile a: minori ricavi per attività di ingegneria (39 milioni di euro) a seguito delle minori attività svolte nel primo semestre 2016 rispetto all'analogo periodo del 2015 (tra cui l'impianto nucleare di Mochovce) anche a seguito della progressiva riduzione degli investimenti del Gruppo negli impianti di generazione convenzionale. Tale andamento risulta solo parzialmente compensato dai maggiori ricavi derivanti dalla realizzazione di attività di ambientalizzazione dell'impianto a carbone di Litoral de Almeria, in Spagna; minori ricavi per servizi di supporto e staff forniti dalla Holding; la rilevazione della plusvalenza derivante dalla cessione della società Compostilla Re per 19 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2016, negativo per 30 milioni di euro, registra un incremento di 26 milioni di euro essenzialmente per effetto del sopraccitato provento. Se si esclude da tale variazione la plusvalenza, il margine

operativo lordo risulta in aumento di 7 milioni di euro a seguito essenzialmente della maggiore marginalità unitaria relativa ad alcuni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2016, è negativo per 100 milioni di euro e registra un decremento di 30 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 56 milioni di euro da riferire principalmente all'adeguamento al presumibile valore di cessione degli asset in fase di sviluppo nell'Upstream gas in Algeria (licenza Isarene).

### **Investimenti**

Gli **investimenti** del primo semestre 2016 ammontano a 18 milioni di euro, con un incremento di 2 milioni di euro rispetto al valore registrato nel primo semestre 2015.

## Fatti di rilievo del primo semestre 2016

### Integrazione con Enel Green Power

In data 11 gennaio 2016, l'Assemblea straordinaria di Enel SpA ("Enel") ha approvato la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA ("EGP") in favore di Enel (la "Scissione"). Prima dello svolgimento dell'Assemblea di Enel, sempre l'11 gennaio si è tenuta l'Assemblea di EGP, che in sede straordinaria ha anch'essa approvato la Scissione. In particolare, l'Assemblea straordinaria di Enel ha approvato, senza modifiche o integrazioni, il progetto di scissione che prevede:

- > l'assegnazione da parte di EGP in favore di Enel del compendio scisso essenzialmente rappresentato: (i) dalla partecipazione totalitaria detenuta dalla stessa EGP in Enel Green Power International, holding di diritto olandese che detiene partecipazioni in società operanti nel settore delle energie rinnovabili nel Nord, Centro e Sud America, in Europa, in Sudafrica e in India, e (ii) da attività, passività, contratti e rapporti giuridici connessi a tali partecipazioni;
- > il mantenimento in capo a EGP di tutti i restanti elementi patrimoniali diversi da quelli che fanno parte del sopra definito compendio (e quindi, essenzialmente, le attività italiane e le residue limitate partecipazioni estere).

Trattandosi di scissione non proporzionale, è stato previsto che:

- > i soci di EGP diversi da Enel concambino in azioni Enel tutte le azioni dagli stessi possedute in EGP;
- > Enel concambi le azioni corrispondenti alla sua partecipazione nel compendio scisso in azioni Enel, e contestualmente le annulli ai sensi degli artt. 2504 *ter*, comma 2, e 2506 *ter*, comma 5, del codice civile.

L'atto di scissione è stato successivamente stipulato in data 25 marzo 2016, con data di efficacia posticipata allo scadere dell'ultimo istante del 31 marzo 2016.

Gli azionisti di EGP che non avevano concorso all'approvazione della Scissione sono stati legittimati a esercitare il diritto di recesso, ai sensi dell'art. 2437, comma 1, lett. a), del codice civile ("Diritto di Recesso") ovvero il diritto di far acquistare le proprie azioni EGP da parte di Enel ai sensi dell'art. 2506 *bis*, comma 4, del codice civile ("Diritto di Vendita"). Il Diritto di Recesso e il Diritto di Vendita potevano essere esercitati per un valore di liquidazione unitario dell'azione EGP, determinato ai sensi dell'art. 2437 *ter*, comma 3, del codice civile, pari a euro 1,780 per ciascuna azione EGP. Al termine del periodo di offerta, tali diritti sono stati validamente esercitati per complessive n. 16.428.393 azioni ordinarie EGP (pari a circa lo 0,33% del capitale sociale di EGP) e, quindi, per un controvalore totale pari a circa 29,2 milioni di euro (di cui n. 14.951.772 azioni sono state acquistate da Enel per un controvalore di 26,6 milioni di euro). L'indicato controvalore totale delle azioni è, pertanto, inferiore alla soglia di 300 milioni di euro, che era stata posta come condizione sospensiva per il perfezionamento della Scissione.

A seguito del completamento della Scissione, tutte le n. 1.570.621.711 azioni ordinarie EGP detenute dagli azionisti EGP diversi da Enel sono state annullate e concambiate con azioni ordinarie Enel di nuova emissione, in applicazione del rapporto di cambio di 0,486 azioni Enel per ciascuna azione EGP portata in concambio, senza conguagli in denaro. In favore di Enel sono state destinate – e contestualmente annullate in ossequio al divieto di cui all'art. 2504 *ter*, comma 2, del codice civile, come richiamato dall'art. 2506 *ter*, comma 5, del codice civile – complessive n. 1.005.717.849 azioni ordinarie Enel, a fronte dell'annullamento, in sede di concambio, di complessive n. 2.069.378.289 azioni ordinarie EGP detenute dalla stessa Enel e riferibili al compendio oggetto della Scissione. Pertanto, a fronte dell'emissione di n. 763.322.151 nuove azioni ordinarie Enel destinate ai soci di EGP diversi da Enel, il capitale sociale di Enel è stato aumentato di nominali euro 763.322.151 e risulta quindi pari a euro 10.166.679.946, interamente sottoscritto e versato, e dunque suddiviso in n. 10.166.679.946 azioni ordinarie dal valore nominale di euro 1 ciascuna.

Le azioni EGP sono state negoziate sul mercato italiano fino alla chiusura dei mercati del 31 marzo 2016 e sui mercati spagnoli fino alla chiusura dei mercati del 30 marzo 2016, mentre a decorrere dal 1° aprile 2016 ha avuto inizio la negoziazione delle azioni Enel di nuova emissione sul mercato italiano.

## Riacquisto di obbligazioni

Il 14 gennaio 2016 Enel, nel contesto dell'ottimizzazione della struttura delle passività di Enel mediante una gestione attiva delle scadenze e del costo del debito, ha lanciato un'offerta volontaria non vincolante, avente a oggetto il riacquisto per cassa fino a un ammontare nominale complessivo pari a 500.000.000 euro di due serie di obbligazioni emesse dalla stessa Enel; allo scadere dell'offerta (in data 20 gennaio 2016) Enel ha deciso di esercitare la facoltà, riconosciuta dalla documentazione dell'offerta, di incrementare l'ammontare nominale originariamente previsto e ha pertanto deciso di acquistare:

- > 591.088.000 euro in valore nominale di obbligazioni con scadenza 20 giugno 2017, a seguito dell'applicazione del fattore di riparto del 92,5715%;
- > 158.919.000 euro in valore nominale di obbligazioni con scadenza 12 giugno 2018, a seguito dell'applicazione del fattore di riparto del 100%.

La data di regolamento dell'offerta è stata il 25 gennaio 2016.

## Accordo quadro con Bank of China e SINOSURE

Il 20 gennaio 2016 Enel, Bank of China (leader nel settore bancario cinese e la più diversificata e internazionale banca della Cina) e la China Export & Credit Insurance Corporation ("SINOSURE") hanno firmato un accordo quadro non vincolante per promuovere lo sviluppo da parte delle società del Gruppo Enel, in particolare di Enel Green Power, di progetti su scala mondiale con la partecipazione di imprese cinesi in qualità di contractors e/o fornitori di servizi di ingegneria, procurement e costruzione. In base all'accordo, Bank of China metterà a disposizione di Enel e delle sue controllate una linea di credito per un ammontare fino a 1 miliardo di dollari statunitensi garantita da SINOSURE. L'accordo quadro, che stabilisce i principali termini e condizioni degli strumenti di finanziamento che possono essere erogati, avrà validità di cinque anni, con la possibilità di estensione su comune accordo delle parti.

## Nuova identità societaria di Enel

Il 26 gennaio 2016 a Madrid è stata svelata la nuova identità societaria globale del Gruppo presso la sede della controllata spagnola Endesa. Contestualmente, nel quadro della nuova identità societaria di Gruppo, sono stati svelati anche i loghi di Enel Green Power e di Endesa.

La nuova identità è l'ideale prosecuzione della strategia "Open Power", annunciata lo scorso novembre a Londra in occasione del Capital Markets Day di Enel e che si fonda sull'apertura come chiave di volta dell'approccio strategico e operativo del Gruppo; in particolare "Open Power" punta a:

- > aprire l'accesso all'energia a più persone;
- > aprire il mondo dell'energia a nuove tecnologie;
- > aprire la gestione dell'energia alle persone;
- > aprire l'energia a nuovi utilizzi;
- > aprirsi a più partnership.

La nuova strategia di brand trasmette l'immagine di Enel come una moderna utility aperta, flessibile, reattiva e in grado di guidare la transizione energetica. Il Gruppo introduce un nuovo sistema visivo – che comprende i loghi – attraente e colorato che riprende i principi flessibili e dinamici di "Open Power". La nuova identità visiva e il nuovo logo sono composti da molti colori per riflettere la varietà dello spettro energetico, la natura poliedrica di un Gruppo presente in oltre 30 Paesi e la crescente diversificazione dei servizi offerti dall'azienda nell'ambito del sistema energetico globale. Nell'ambito del rinnovo del brand è stato svelato anche il nuovo sito internet Enel.com, un sito che pone al centro l'utente e l'utilizzo tramite applicazioni mobili. Nel corso del 2016 verrà finalizzato l'aggiornamento dell'intera presenza online di Gruppo.

## Programma di start up in Israele

In data 10 febbraio Enel ha annunciato il lancio di un programma di supporto tecnologico per start up in Israele, un Paese con una tale concentrazione di aziende “tech” innovative da poter vantare una sua versione di Silicon Valley, detta Silicon Wadi. Nell’ambito del programma, Enel lancerà una società di supporto a start up che farà da ‘incubatore di business’ e sarà operativa a Tel Aviv, da maggio. Ogni anno saranno scelte fino a otto start up, tra le aziende chiave locali, che potranno beneficiare di un programma di sostegno su misura, in collaborazione con Enel.

Uno degli obiettivi del programma – al di là dello sviluppo di singole start up – è quello di stabilire una presenza di Enel nell’ecosistema israeliano dell’innovazione, tra i più sviluppati al mondo, facendo leva sulla rete dei fondi di venture capital e sulle università, in collaborazione con l’Ufficio del “Chief Scientist” presso il Ministero dell’Economia di Israele. La società di supporto selezionerà le start up attraverso gare pubbliche sulla base della più ampia lista delle priorità tecnologiche di Enel. Una volta selezionate, le start up avranno a disposizione una serie di ingegneri ed esperti tecnologici di Enel, che le aiuteranno nello sviluppo sia del business sia della tecnologia tramite test in strutture aziendali, facendo leva sull’esperienza commerciale e tecnologica del Gruppo. Il programma di sostegno avrà una durata di almeno sei mesi per ogni progetto.

## Protocollo d’intesa tra Architetti ed Enel Energia

Il 17 febbraio 2016 è stato siglato un Protocollo d’intesa tra il Consiglio Nazionale degli Architetti, Pianificatori, Paesaggisti e Conservatori ed Enel Energia. Obiettivi di tale Protocollo sono il promuovere le riqualificazioni energetiche degli edifici e la loro qualità architettonica, nonché politiche e azioni comuni e proposte normative per innalzare la qualità dell’installazione delle tecnologie efficienti; garantire benefici e decoro ambientali e consentire, allo stesso tempo, un risparmio economico per i cittadini. Il Protocollo delinea una collaborazione finalizzata a favorire e sviluppare forme di integrazione e di cooperazione. Si prevede che Enel Energia metta a disposizione degli architetti italiani iniziative di Formazione Continua Permanente – conformi al regolamento sulla Formazione permanente del Consiglio Nazionale degli Architetti – in modo che essi siano aggiornati sull’innovazione delle tecnologie efficienti residenziali, sulle loro caratteristiche, sui relativi benefici e sulle criticità installative e autorizzative. Principio base dell’accordo è infatti che formazione e ricerca siano fattori strategici prioritari per la crescita e il progresso, e occorra quindi investire in tale settore in una prospettiva adeguata alle esigenze del sistema socio-economico e produttivo delle singole realtà locali.

## Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in Perù

In data 18 febbraio 2016 Enel Green Power (“EGP”), attraverso la sua controllata Enel Green Power Perú, si è aggiudicata il diritto a stipulare contratti ventennali di fornitura di energia per 126 MW di eolico, 180 MW di fotovoltaico e 20 MW di idroelettrico a seguito della gara per le energie rinnovabili indetta dal Governo peruviano attraverso il regolatore di energia OSINERGMIN. Con 326 MW aggiudicati nella gara, EGP diventerà entro il 2018 il principale operatore di rinnovabili in Perù e l’unica azienda a operare con impianti in tre diverse tecnologie rinnovabili nel Paese. Per la costruzione degli impianti, la cui entrata in esercizio è prevista entro il 2018, EGP investirà circa 400 milioni di dollari statunitensi, in linea con gli investimenti delineati nel piano strategico attuale della società. I contratti di fornitura ventennale aggiudicati a EGP prevedono la vendita di volumi specifici dell’energia prodotta dagli impianti. Il progetto eolico di Nazca, con una capacità installata totale di 126 MW, sarà costruito nel distretto di Marcona, nella zona costiera meridionale del Perù, più precisamente nel dipartimento di Ica, un’area a elevata ventosità. Una volta completato Nazca genererà circa 600 GWh ogni anno, evitando l’emissione in atmosfera di quasi 370.000 tonnellate di CO<sub>2</sub>. Il progetto fotovoltaico Rubi da 180 MW sarà costruito nel distretto di Moquegua, nella zona meridionale del Perù, più precisamente nel dipartimento di Moquegua, una zona che gode di alti livelli di radiazione solare. Una volta in esercizio, l’impianto

produrrà circa 440 GWh all'anno, evitando l'emissione in atmosfera di quasi 270.000 tonnellate di CO<sub>2</sub>. Il progetto idroelettrico Ayanunga, la cui capacità è pari a circa 20 MW, sarà costruito nel distretto di Monzón, che si trova nella zona centrale del Perù, più precisamente nel dipartimento di Huánuco. Una volta in esercizio, l'impianto produrrà annualmente circa 140 GWh, evitando l'emissione in atmosfera di quasi 109.000 tonnellate di CO<sub>2</sub>.

## Cessione di Hydro Dolomiti Enel

Il 29 febbraio 2016 si è perfezionata la cessione dell'intera partecipazione posseduta dalla controllata Enel Produzione in Hydro Dolomiti Enel ("HDE"), pari al 49% del capitale di HDE, a Fedaia Holdings, società lussemburghese controllata da Macquarie European Infrastructure Fund 4 ("MEIF4"). Il corrispettivo per la vendita è stato determinato in 335,4 milioni di euro, in linea con l'accordo stipulato in data 13 novembre 2015 tra Enel Produzione e Fedaia Holdings. La partecipazione di Enel Produzione in HDE è stata ceduta alla società italiana Fedaia Investments Srl, designata come acquirente da Fedaia Holdings e anch'essa controllata da MEIF4, a seguito dell'ottenimento del nulla osta all'operazione da parte dell'Autorità Antitrust dell'Unione Europea, che rappresentava l'ultima delle condizioni sospensive per il perfezionarsi dell'accordo.

## Enel Green Power aggiudicataria della qualifica di miglior offerente in Marocco

In data 10 marzo 2016, Enel Green Power ("EGP"), in consorzio con la società energetica marocchina Nareva Holding ("Nareva") e il produttore tedesco di turbine eoliche Siemens Wind Power, si è aggiudicata la qualifica di miglior offerente ("preferred bidder") nell'ambito della gara "2nd phase wind integrated project" indetta dalla utility marocchina ONEE (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable). Al consorzio è stato pertanto preassegnato il diritto di sviluppare, progettare, finanziare, costruire, gestire e mantenere cinque progetti eolici in Marocco con una capacità installata totale di 850 MW. L'assegnazione sarà confermata successivamente alla firma dei contratti di vendita dell'energia generata dai parchi. Dei cinque progetti, Midelt (150 MW), Tanger (100 MW) e Jbel Lahdid (200 MW) si trovano nel nord del Marocco, mentre Tiskrad (300 MW) e Boujdour (100 MW) sono ubicati nel sud del Paese.

EGP e Nareva costituiranno e deterranno la proprietà di cinque società proprietarie dei progetti mentre Siemens Wind Power fornirà le turbine eoliche con diversi componenti prodotti localmente.

La costruzione dei cinque impianti richiederà un investimento totale di circa 1 miliardo di euro. EGP finanzia il costo del progetto corrispondente alla propria partecipazione azionaria (50%) attraverso una combinazione di equity e debito, quest'ultimo mediante project finance facilities erogate da istituzioni finanziarie internazionali. I parchi eolici dovrebbero essere completati ed entrare in funzione tra il 2017 e il 2020. In linea con quanto stabilito dalla gara, l'energia generata dai cinque parchi eolici sarà venduta a ONEE attraverso contratti di acquisto ventennali.

## Operazione Open Fiber

In data 23 marzo 2016 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha esaminato e condiviso il piano strategico di Enel OpEn Fiber SpA ("EOF"), la società costituita da Enel nel dicembre scorso per realizzare e gestire infrastrutture in fibra ottica a banda ultralarga su tutto il territorio nazionale.

EOF agirà come operatore wholesale only, ossia come soggetto operante esclusivamente nel mercato all'ingrosso, che realizza l'infrastruttura per altri operatori autorizzati.

Il piano di EOF, in linea con l'Agenda Digitale Europea e la Strategia Italiana per la banda ultralarga, prevede che EOF realizzi, attraverso varie fasi da rilasciare in sequenza, la rete di telecomunicazioni in fibra ottica in 224 città italiane situate nelle aree a successo di mercato (c.d. "cluster A e B"). Tale rete sarà realizzata interamente in fibra ottica fino a casa del cliente, in modalità FTTH (Fiber to the home).

Nell'ambito dei primi anni del piano, è prevista la copertura ad altissima velocità di circa 7,5 milioni di case, contribuendo così a colmare il ritardo digitale dell'Italia.

Il piano nelle sue fasi prevede investimenti, da approvare gradatamente, per circa 2,5 miliardi di euro dedicati allo sviluppo della rete, aperta alla partecipazione di altri investitori.

Il Consiglio di Amministrazione di Enel ha inoltre condiviso la lettera d'intenti tra EOF, Vodafone e Wind, finalizzata, attraverso una serie di passi successivi, a definire una partnership strategica e commerciale per lo sviluppo della rete di telecomunicazioni a banda ultralarga sul territorio nazionale.

Successivamente, sono state avviate delle trattative in esclusiva (la cui scadenza, originariamente fissata per il 3 luglio, è stata poi posticipata al 20 luglio) tra Enel e F2i SGR SpA e CDP Equity SpA/FSI Investimenti SpA, soci di Metroweb Italia SpA ("Metroweb"), volte a un'eventuale integrazione tra la controllata EOF e la stessa Metroweb. Nel corso di tale periodo di esclusiva sono state effettuate delle attività di due diligence, usuali per questo tipo di operazioni; le parti negozieranno la struttura dell'eventuale integrazione assumendo una valorizzazione dell'enterprise value di Metroweb pari a 814 milioni di euro.

L'operazione rimane subordinata all'approvazione del Consiglio di Amministrazione di Enel, previo motivato parere non vincolante del Comitato Parti Correlate. Si segnala difatti a tale ultimo riguardo che, in base alla disciplina CONSOB di riferimento (di cui alla deliberazione n. 17221/2010) e all'apposita procedura attuativa adottata in ambito aziendale, l'integrazione in questione si qualifica sotto il profilo dimensionale quale operazione di "minore rilevanza" con parti correlate.

### **Acquisizione del 40% di alcuni parchi eolici in Calabria**

In data 3 maggio 2016, Enel Green Power, già proprietaria del 60% del capitale sociale di Maicor Wind, ha acquisito il restante 40% dalla PLT energia, divenendo così unico socio della società titolare di due parchi eolici in Calabria per un totale di 64 MW di capacità installata. I due impianti, in esercizio dal 2011, sono ubicati nei comuni di Maida, Cortale (56 MW) e San Floro (8 MW) in provincia di Catanzaro.

### **Enel entra in Zambia con l'aggiudicazione di 34 MW fotovoltaici in una gara pubblica**

Il 14 giugno 2016 Enel, attraverso Enel Green Power, si è aggiudicata il diritto di sviluppare, finanziare, costruire e gestire il progetto per la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico da 34 MW in Zambia, a seguito della prima gara del Programma per lo sviluppo del solare Scaling Solar promossa dalla società per lo sviluppo industriale dello Zambia Industrial Development Corporation Limited (IDC). Mosi-oo-Tunya si trova nella Lusaka South Multi-Facility Economic Zone, nel sud dello Zambia e segna l'ingresso di Enel nel mercato delle rinnovabili del Paese.

Per la realizzazione dell'impianto Enel investirà circa 40 milioni di dollari statunitensi, mentre il progetto potrà fare affidamento sull'accordo di fornitura (PPA) di 25 anni che prevede la vendita di tutta l'energia prodotta dall'impianto all'utility statale ZESCO. Il progetto, di proprietà di una società appositamente creata in cui IDC avrà una quota di minoranza del 20%, come previsto dal regolamento di gara, dovrebbe entrare in esercizio nel secondo trimestre del 2017 e genererà circa 70 GWh l'anno.

### **Enel e DCNS inaugurano un centro di ricerca e innovazione per le energie marine in Cile**

In data 17 giugno 2016 Enel, attraverso la sua controllata Enel Green Power Chile, e il gruppo francese DCNS hanno dato il via alle attività del centro di ricerca e innovazione per le energie marine, il cui nome è Marine Energy Research and Innovation (MERIC) alla presenza del ministro dell'Energia cileno. MERIC è un innovativo centro di eccellenza a



livello mondiale per lo sviluppo dell'energia marina, supportato dall'Organizzazione per lo sviluppo economico del Governo cileno CORFO (*Corporación de Fomento de la Producción*).

L'inaugurazione dà il via alla prima linea di attività di MERIC che si concentrerà sull'analisi dei bio-fouling e l'impatto ambientale delle energie marine. L'attività di ricerca sarà svolta presso il laboratorio di ricerca marina della Pontificia Universidad Católica de Chile, ECIM (Estación Costera de Investigaciones Marinas) che si trova a Las Cruces, nella regione di Valparaíso.

## **Enel presenta Enel Open Meter, il nuovo contatore elettronico**

Il 27 giugno 2016 Enel ha presentato alla Triennale di Milano Enel Open Meter, il nuovo contatore 2.0. Lo smart meter di seconda generazione è uno degli elementi di punta della strategia Open Power di Enel, un processo di rinnovamento verso un concetto di energia aperta, accessibile, tecnologicamente all'avanguardia, sostenibile.

Il nuovo contatore verrà installato in 32 milioni di case e aziende, a partire dall'autunno prossimo e sostituirà il contatore elettronico di prima generazione, subentrato a partire dal 2001 a quello elettromeccanico.

Il contatore di seconda generazione è il risultato di un percorso che tiene conto di quanto avvenuto negli ultimi anni sul mercato e dell'evoluzione tecnologica nel campo della misura e della telegestione. Enel Open Meter si attiene alle specifiche per i nuovi misuratori previste dalla delibera n. 87/2016 dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, che ha stabilito anche una serie di indicatori di performance.

Tra le caratteristiche innovative del nuovo smart meter, si segnalano il cambio di fornitura più veloce, il superamento delle fasce orarie predefinite e la disponibilità di dati sul comportamento energetico per un maggiore risparmio. La rilevazione dei dati del cliente ogni 15 minuti, per esempio, permetterà di avere un quadro sempre più aggiornato dei prelievi di energia giornalieri e dei comportamenti di consumo dei clienti, sempre più consapevoli e attenti a una maggiore efficienza energetica.

## **Enel e la cinese BYD insieme per gli e-bus e l'energy storage**

In data 28 giugno 2016 Enel ha firmato un accordo quadro globale di cooperazione con l'azienda cinese BYD, leader nella costruzione di veicoli elettrici e batterie al litio, per lo sviluppo a livello mondiale di progetti comuni nella mobilità elettrica e nell'energy storage.

L'accordo, firmato in Cina a Shenzhen aprirà la strada a possibili progetti di cooperazione su bus elettrici e altri servizi di trasporto, nonché su applicazioni residenziali, commerciali e industriali basate sulle batterie al litio di BYD.

Per quanto riguarda la mobilità elettrica, Enel e BYD hanno concordato di fare leva sulle tecnologie sviluppate da entrambe le aziende nella ricarica dei veicoli e nella mobilità elettrica, ma anche di esplorare soluzioni integrate e sinergie per una possibile offerta congiunta alle città interessate nelle aree dove siano presenti Enel o BYD. Inoltre, Enel e BYD esploreranno insieme opportunità di finanziamento per vendere soluzioni chiavi in mano composte dai bus elettrici di BYD e dalle infrastrutture Enel per le stazioni di ricarica e il rifornimento elettrico.

Nel campo dell'energy storage, Enel e BYD hanno concordato di valutare opportunità di business in mercati di interesse, utilizzando la tecnologia e le soluzioni BYD per applicazioni a fini residenziali, commerciali e industriali.

## Scenario di riferimento

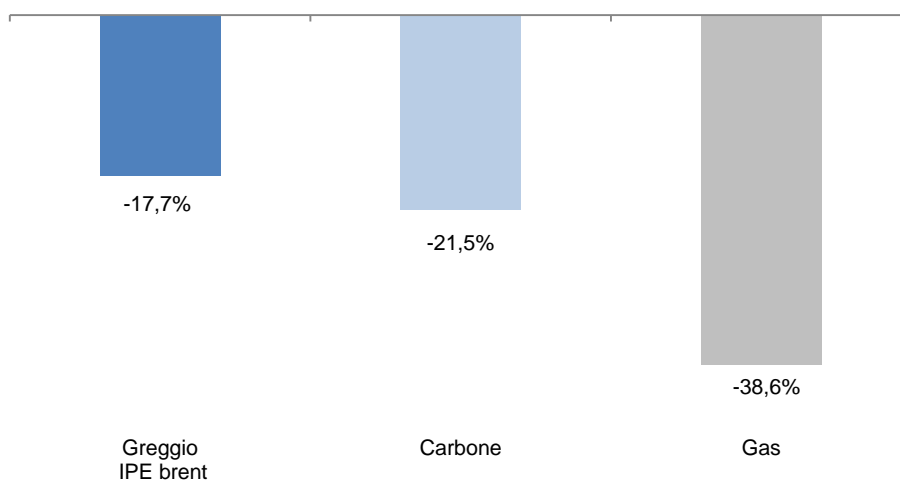
### Andamento dei principali indicatori di mercato

Indicatori di mercato	1° semestre	
	2016	2015
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	40,2	48,8
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) <sup>(1)</sup>	47,0	59,8
Prezzo medio del gas (€/MWh) <sup>(2)</sup>	13,0	21,2
Prezzo medio CO <sub>2</sub> (€/ton)	5,7	7,3
Cambio medio dollaro USA per euro	1,12	1,12
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,007%	0,158%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

### Variazione prezzi medi combustibili nel 1° semestre 2016 rispetto al 1° semestre 2015



## Indici dei prezzi al consumo (CPI)

	1° semestre		
	2016	2015	Variazione
<b>Italia</b>	<b>-0,3%</b>	-	<b>-0,3%</b>
Spagna	-0,9%	-0,5%	-0,4%
Russia	7,0%	12,1%	-5,1%
Slovacchia	-0,5%	-0,3%	-0,2%
Argentina	32,6%	21,3%	11,3%
Brasile	9,4%	9,3%	0,1%
Cile	4,3%	4,4%	-0,1%
Colombia	7,8%	6,1%	1,7%
Perù	4,0%	3,9%	0,1%

## Tassi di cambio

	1° semestre		
	2016	2015	Variazione
Euro/Dollaro americano	1,12	1,12	-
Euro/Sterlina britannica	0,78	0,73	6,4%
Euro/Franco svizzero	1,10	1,06	3,6%
Dollaro americano//Yen giapponese	111,67	120,27	-7,7%
Dollaro americano//Dollaro canadese	1,33	1,23	7,5%
Dollaro americano/Dollaro australiano	1,36	1,28	5,9%
Dollaro americano/Rublo russo	70,21	57,72	17,8%
Dollaro americano/Peso argentino	14,33	8,82	38,5%
Dollaro americano/Real brasiliano	3,70	2,97	19,7%
Dollaro americano/Peso cileno	689,56	621,09	9,9%
Dollaro americano/Peso colombiano	3.122,65	2.486,44	20,4%
Dollaro americano/Nuovo sol peruviano	3,38	3,10	8,3%
Dollaro americano/Peso messicano	18,07	15,14	16,2%
Dollaro americano/Lira turca	2,92	2,57	12,0%
Dollaro americano/Rupia indiana	67,17	62,81	6,5%
Dollaro americano/Rand sudafricano	15,41	11,92	22,6%

## Il contesto economico energetico nel primo semestre 2016

### Andamento economico

I primi sei mesi del 2016 sono stati caratterizzati da alcuni eventi anomali che hanno condizionato la performance delle "Asset Classes" sul mercato dei capitali, influenzato le manovre di politica monetaria tra le principali banche centrali e l'andamento economico globale.

Lo scorso febbraio la Bank of Japan (BoJ) ha deciso di introdurre tassi di interesse negativi (per 10 basis point) sui depositi (gravando sulle riserve in eccesso delle banche commerciali presso la banca centrale che d'ora in poi rappresenteranno un costo) nel tentativo di stimolare maggiormente i prestiti al settore privato e di conseguenza gli investimenti, sostenendo la crescita ma soprattutto l'inflazione, ancora in territorio negativo. La mossa della BoJ è inoltre

giustificata da un forte apprezzamento dello Yen che deprime la competitività degli scambi commerciali e di conseguenza la bilancia di conto corrente. Sulla scia del Giappone, anche l'Europa ricorre a politiche monetarie non convenzionali. Il clima ancora negativo di fiducia degli investitori (con ripresa debole di investimenti sia pubblici sia privati), l'inflazione negativa e il livello "Core" in calo e sotto il punto percentuale, il forte apprezzamento dell'euro (la cui debolezza nel 2015 insieme al calo del prezzo delle commodity aveva contribuito alla ripresa della domanda interna e della bilancia commerciale) spinge la Banca Centrale Europea (BCE) a potenziare la propria manovra espansiva. In particolare: 1) il tasso di interesse sui depositi viene tagliato a -0,40%; 2) il tasso di rifinanziamento allo 0% e sulla "marginal lending facility" allo 0,25%. In aggiunta vengono potenziate le operazioni di rifinanziamento a lungo termine attraverso quattro nuovi interventi di durata quadriennale a condizioni agevolate, pari ai tassi di interesse negativi sui depositi. L'Asset Purchase Programme (APP) viene ampliato da 60 a 80 miliardi di euro al mese, con l'inclusione anche di titoli eleggibili (Investment Grade Rating) del settore non finanziario.

Tale contesto ha creato forti tensioni sui mercati finanziari con andamento negativo dei principali indici azionari (in particolare Giappone ed Europa) sulla base di aspettative di revisione al ribasso degli utili per azione dei principali comparti, un aumento dell'avversione al rischio degli investitori, con gli acquisti che si sono concentrati su beni rifugio quali lo yen, il franco svizzero, l'oro e i titoli governativi tedeschi e giapponesi (quest'ultimi con scadenze brevi arrivati a offrire rendimenti negativi). Il clima viene maggiormente inasprito dalle tensioni sul settore bancario e le attese dei risultati sugli stress test. Il settore europeo lascia sul mercato ~40% della propria capitalizzazione da inizio anno, con il comparto italiano il più colpito. Ciò crea urgente necessità di ricapitalizzazione o alleggerimento dei bilanci tramite rimozione dei Non Performing Loans (che però può causare forti impatti a Conto economico in virtù dei livelli di svalutazione dei crediti ceduti). Tale situazione ha innescato un braccio di ferro tra i Governi locali e l'Unione Europea in merito alle opzioni di salvataggio (fondi privati, bail in, aiuti di stato) con negoziazioni in corso ed esiti ancora incerti. Per quanto riguarda gli Stati Uniti, in virtù di un inasprimento delle condizioni finanziarie, delle aspettative di crescita globali, inflazione e crescita salariale che mostrano segnali di ripresa ma che ancora devono confermare il proprio trend in positivo (nonostante il tasso di disoccupazione stia convergendo al livello naturale di lungo termine), la Federal Reserve (FED) ha deciso di far slittare i rialzi dei tassi di interesse previsti per il prossimo biennio, riducendo il numero di interventi programmati (due rialzi l'anno di 25 bps). Tale manovra meno restrittiva ha avuto come esito un forte indebolimento del dollaro nei confronti dei principali "trading partners" e delle valute dei Paesi emergenti stessi. Diversa la situazione in America Latina, alle prese con fenomeni di stagflazione (elevata inflazione e aumento della disoccupazione). In Brasile nel solo mese di giugno l'inflazione (IGP-DI Index) è salita dell'1,6%, raggiungendo il +12,3% su base annua, spinta dal rialzo dei prezzi dei beni agricoli e degli alimenti non processati.

In Cile nonostante l'incremento inatteso nel mese di giugno dello 0,4% (per effetto dell'incremento dei beni alimentari e costi di trasporto), l'inflazione è in down-trend convergendo verso il livello target del 3% (ciò per effetto dell'apprezzamento del peso, mercato del lavoro debole, e crescita economica ancora lenta). Nello stesso Paese, il Monetary Policy Committee (MPC) continua a mantenere invece una politica monetaria neutrale, attraverso una graduale normalizzazione e ciò in virtù di livelli di inflazione in moderata contrazione, un'attività industriale in calo (in particolare attività mineraria, in calo a maggio del 5,7% su base annua) e una debole domanda interna (vendite al dettaglio in calo e mercato del lavoro in peggioramento). Simile la manovra monetaria in Perù con i tassi inalterati al 4,25% per il quinto mese consecutivo a giugno. Gli indicatori precursori dell'attività economica hanno deluso in aprile, in crescita del 2,5% su base annua (in confronto alle attese del 3,5%) e in forte calo rispetto al +3,7% di marzo. L'inflazione sempre a giugno è cresciuta moderatamente, raggiungendo un 3,3% su base annua, in forte calo però rispetto al 4,6% di gennaio scorso. Differente la situazione in Colombia dove l'inflazione continua a crescere fuori controllo. A giugno il valore di riferimento ha raggiunto il +8,6% su base annua (il valore più alto negli ultimi 16 anni), in crescita di +0,48% su base mensile, circa il doppio rispetto al consensus e ben al di fuori della soglia target del 3-/+1%. L'incremento è stato dettato dalla crescita delle spese dei beni alimentari e spese sanitarie. Esclusi i beni alimentari, l'inflazione rimane comunque elevata, pari al +6,3%. Gli effetti del rallentamento economico non sono ancora evidenti nei livelli di inflazione che continua a mostrare fattori di persistenza e forte disallineamento rispetto alle aspettative. Pertanto se è probabile ipotizzare un picco nei mesi

di luglio è altrettanto probabile prevedere solo una graduale convergenza nei prossimi mesi, con i livelli lontani dal target ancora per un periodo di tempo esteso. In virtù di tale deterioramento sui livelli dei prezzi, il Monetary Policy Committee ha deciso di mantenere un approccio restrittivo, continuando il rialzo dei tassi a giugno di altri 25 basis points e preannunciando ulteriori rialzi nei prossimi mesi qualora l'outlook sull'inflazione continui a deteriorarsi e gli indicatori economici "leading", quali produzione industriale e vendite al dettaglio, continuino a mostrare un solido momento della domanda. L'inflazione in Argentina continua invece a salire oltre le attese. Il nuovo indice rivisto per l'area urbana di Buenos Aires (fonte INDEC) è cresciuto del 4,2% su base mensile raggiungendo +44,2% su base annua. Nonostante una riduzione della base monetaria e un'attività economica ancora debole che dovrebbero favorire una convergenza dei livelli dei prezzi, l'effetto ritardato non ancora espresso sull'inflazione della revisione dei prezzi amministrati e le attuali aspettative di inflazione mitigano i primi effetti minando la possibilità di contrazione dell'inflazione sotto la soglia del 40% per fine anno.

In Russia, l'inflazione risale a giugno al 7,5% per via dell'incremento dei prezzi dei beni alimentari, mentre quelli dei servizi sono in calo. Il trend è comunque in diminuzione e la revisione al ribasso dei prezzi dell'energia nella seconda parte dell'anno favoriscono tale andamento. Tuttavia, sono da monitorare l'andamento dei prezzi dei beni alimentari (che mostra persistente crescita) e l'effetto del potenziale indebolimento del rublo sul dollaro. A livello economico i dati preliminari segnano una contrazione del PIL nel primo trimestre del 2016 dell'1,2% su base annua, su cui impattano ancora consumi deboli (-4,2%) e il crollo degli investimenti (-9,9%), oltre a un calo delle esportazioni superiore alle attese.

Il primo semestre dell'anno si conclude con un avvenimento molto importante, le cui conseguenze economiche e politiche a livello globale, sono ancora difficilmente misurabili. Il 24 giugno scorso la Gran Bretagna ha sancito infatti, attraverso il referendum, l'uscita dall'Unione Europea. La risposta dei mercati è stata caratterizzata da una brusca reazione il giorno seguente il referendum per poi lentamente riallinearsi ai valori di equilibrio. I rendimenti dei titoli governativi periferici continuano a performare sui minimi degli ultimi 20 anni (in parte su aspettative di espansione del Quantitative Easing da parte della BCE e bassa inflazione) con premi al rischio impliciti nettamente inferiori rispetto al 2008 e 2011. Gli spreads tuttavia sono in leggero aumento principalmente per il crollo dei rendimenti dei titoli "risk free" quale il German Bund, il cui yield to maturity è caduto in territorio negativo (per via del riposizionamento degli investitori su titoli non rischiosi).

### **Le quotazioni internazionali delle commodity**

Da inizio anno i prezzi del petrolio sono stati contraddistinti da forte volatilità, in calo fino a febbraio per poi rimbalzare fortemente (+~90%). I fattori principali di tale andamento sono riconducibili a: 1) un ribasso delle previsioni circa la performance economica in Cina e negli Stati Uniti (nei primi mesi dell'anno); 2) un incremento delle posizioni speculative, "net open interest" (non commerciali), sul mercato dei future, che da net-short si sono rapidamente capovolte in net-long, raggiungendo livelli record; 3) una volontà di alcuni produttori OPEC e non OPEC di prendere in considerazione un intervento coordinato, che ha generato risultati più promettenti di quanto gli investitori si aspettavano; 4) diverse interruzioni inattese (disruptions) nei principali giacimenti, che hanno comportato una riduzione di oltre due milioni di barili al giorno da febbraio scorso favorendo così il ribilanciamento dei fondamentali di mercato e dei prezzi. Inoltre, un incremento della leva finanziaria (releveraging) in Cina, così come una manovra più espansiva della Fed, hanno portato il dollaro a indebolirsi significativamente contribuendo a sostenere i prezzi. Inizialmente i prezzi sono stati mossi principalmente dal "sentiment" generale degli investitori "risk on, risk off", come dimostra insolitamente l'elevata correlazione con il mercato azionario, e poi dalla speculazione circa il crollo negli Stati Uniti dell'attività di perforazione non convenzionale e il congelamento della produzione OPEC. La volatilità è aumentata in seguito alla rimozione della sanzione sull'export dell'Iran e la conferma del Ministro del Petrolio iraniano di voler aumentare la produzione fino a 4 milioni di barili al giorno, nonostante l'intesa tra l'Arabia Saudita, il Venezuela, il Kuwait e la Russia di bloccare la produzione al livello medio dei primi mesi dell'anno. Recentemente, il mercato del petrolio sembra essersi riallineato verso livelli sostenibili dal punto di vista della produzione. I dati indicano che mentre il mercato era fortemente in

“oversupply” nel primo trimestre 2016, di circa 1,4 milioni di barili/giorno (mb/g), tale situazione si è convertita in deficit a maggio, in virtù di una maggiore domanda e minore produzione. Per il 2016, l'Opec attende un aumento della domanda a 1,2 mb/g, più conservativa rispetto alle stime della IEA. Tuttavia, la minore domanda di petrolio nella generazione in Brasile, Giappone e probabilmente Arabia Saudita, oltre al calo fisiologico in USA ed Europa, potrebbero rappresentare dei downsides da non sottovalutare. Dal lato dell'offerta le interruzioni (disruptions) degli impianti in Qatar e Nigeria, seppur transitori, continuano a mostrare trend ricorrenti e hanno più che compensato l'incremento (rispetto alle previsioni) di produzione di Iran e Iraq.

L'andamento della domanda di gas nella prima parte dell'anno ha subito nell'area euro un calo marginale dello 0,4%, dovuto a una riduzione del residenziale. I settori commerciale e industriale hanno invece compensato l'incremento del 10% della produzione. Nei mesi di aprile-maggio scorso si è registrato un incremento record dei livelli di storage con il solo mese di maggio che ha registrato un incremento del 22% su base annua di circa 40 miliardi di metri cubi. In particolare, la Gran Bretagna ha registrato nello stesso periodo il maggiore incremento (+58%), seguita dalla Francia. Le forniture di gas dall'Algeria nei primi sei mesi dell'anno sono aumentate del 43,3% su base annua (confermando il Paese top exporter), seguita dalla Norvegia (+11,5%) e dalla Russia (+13,5%).

Dal lato della domanda, la Germania ha registrato un incremento modesto (+1,2%) nei primi sei mesi dell'anno, con un calo significativo dell'import dall'Olanda. L'Italia invece ha registrato una crescita del 2,2% su base annua con il solo mese di maggio in cui si è assistito a un boom del 13% per via del forte incremento nel settore della generazione. I principali mercati di importazione rimangono la Russia e l'Algeria con quest'ultima che ha incrementato la fornitura del 130% (compensando Libia, Norvegia, Olanda e LNG). In Spagna la domanda è risultata invece flat, influenzata da temperature più miti nel mese di maggio. Rimane sostenuto l'import dall'Algeria e la fornitura di LNG.

Per quanto riguarda il carbone, i prezzi hanno subito una rapida impennata sul finire del primo semestre guidati da una ricopertura di posizioni short sul mercato a termine e timori di una scarsa disponibilità della commodity nell'hub sudafricano Richard Bay. I prezzi in Nord Europa hanno mostrato forte volatilità nell'ultimo periodo, con rapidi scostamenti giornalieri nelle varie scadenze. Tale andamento sembra più risultante di movimenti finanziari che dipendente da fondamentali di mercato: quest'ultimo è infatti ancora sbilanciato sul lato dell'offerta in virtù di una domanda debole in Europa e un incremento costante delle scorte. In Europa, infatti, la domanda di carbone nel settore power ha subito un calo del 6% nei primi mesi dell'anno, con una flessione al 23% come quota sul mix totale delle fonti rispetto al 26% di un anno fa.

## I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

### Andamento della domanda di energia elettrica

2° trimestre			GWh	1° semestre		
2016	2015	Variazione		2016	2015	Variazione
<b>73.372</b>	<b>75.345</b>	<b>-2,6%</b>	<b>Italia</b>	<b>151.005</b>	<b>154.150</b>	<b>-2,0%</b>
59.807	58.940	1,5%	Spagna	123.613	123.614	-
175.043	175.962	-0,5%	Russia	385.941	385.408	0,1%
7.116	6.929	2,7%	Slovacchia	15.037	14.639	2,7%
34.218	32.584	5,0%	Argentina	69.769	67.420	3,5%
131.572	134.234	-2,0%	Brasile	266.909	275.481	-3,1%
18.279	16.396	11,5%	Cile	37.272	35.335	5,5%
16.893	16.315	3,5%	Colombia	33.529	32.206	4,1%
11.319	10.243	10,5%	Perù	26.236	23.478	11,7%

Fonte: TSO nazionali.

Nel primo semestre 2016, l'andamento della domanda di energia elettrica in Italia è negativo del 2,0%, mentre in Spagna risulta in linea rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. La situazione nei Paesi dell'Est Europa vede un andamento lievemente positivo in Russia (in controtendenza però rispetto al contesto economico recessivo), mentre in Slovacchia si registra un performance del +2,7%, coerente con la crescita del PIL. Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda in Brasile è in contrazione del 3,1%, in linea con l'andamento economico recessivo, mentre l'Argentina conferma la crescita della domanda nonostante la contrazione del PIL. Cile e Colombia registrano una crescita del fabbisogno più marcata rispetto all'andamento del PIL, rispettivamente pari a 5,5% e 4,1%, così come il Perù che chiude il semestre con un incremento della domanda dell'11,7%.

#### Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° semestre 2016 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° semestre 2016 - 1° semestre 2015	Prezzo medio peakload 1° semestre 2016 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1° semestre 2016 - 1° semestre 2015
<b>Italia</b>	<b>34,5</b>	<b>-27,9%</b>	<b>36,4</b>	<b>-27,6%</b>
Spagna	29,5	-38,9%	34,4	-35,6%
Russia	13,9	-13,9%	16,4	-14,8%
Slovacchia	27,2	-4,2%	34,3	-
Brasile	20,9	-80,9%	30,8	-76,4%
Cile	57,7	-52,2%	126,1	-28,7%
Colombia	122,7	73,8%	243,0	39,4%

#### Domanda di gas naturale

2° trimestre			Milioni di m <sup>3</sup>		1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
<b>11.493</b>	<b>11.457</b>	<b>36</b>	<b>0,3%</b>	<b>Italia</b>	<b>34.063</b>	<b>35.038</b>	<b>(975)</b>	<b>-2,8%</b>
6.116	5.854	263	4,5%	Spagna	13.882	15.389	(1.507)	-9,8%

L'andamento della domanda di gas nella prima parte dell'anno ha subito nell'area euro un lieve calo dello 0,4% dovuto a una riduzione del residenziale, parzialmente compensato dalla ripresa della domanda termoelettrica e industriale. Sia in Italia che in Spagna si registrano consumi in contrazione rispetto allo stesso periodo del 2015. La domanda spagnola registra una riduzione del 9,8% nonostante i risultati positivi registrati nel secondo trimestre.

## Italia

### Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni	
<b>Produzione netta:</b>											
37.648	38.750	(1.102)	-2,8%	- termoelettrica	83.823	83.808	15	-			
13.598	14.009	(411)	-2,9%	- idroelettrica	21.505	23.601	(2.096)	-8,9%			
4.366	3.705	661	17,8%	- eolica	10.138	8.900	1.238	13,9%			
1.464	1.436	28	1,9%	- geotermoelettrica	2.953	2.874	79	2,7%			
7.303	8.497	(1.194)	-14,1%	- fotovoltaica	11.269	12.970	(1.701)	-13,1%			
<b>64.379</b>	<b>66.397</b>	<b>(2.018)</b>	<b>-3,0%</b>	<b>Totale produzione netta</b>	<b>129.688</b>	<b>132.153</b>	<b>(2.465)</b>	<b>-1,9%</b>			
9.627	9.442	185	2,0%	Importazioni nette	22.557	22.941	(384)	-1,7%			
<b>74.006</b>	<b>75.839</b>	<b>(1.833)</b>	<b>-2,4%</b>	<b>Energia immessa in rete</b>	<b>152.245</b>	<b>155.094</b>	<b>(2.849)</b>	<b>-1,8%</b>			
(634)	(494)	(140)	-28%	Consumi per pompaggi	(1.240)	(944)	(296)	-31,4%			
<b>73.372</b>	<b>75.345</b>	<b>(1.973)</b>	<b>-2,6%</b>	<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>151.005</b>	<b>154.150</b>	<b>(3.145)</b>	<b>-2,0%</b>			

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo giugno 2016).

L'*energia richiesta* in Italia nel primo semestre 2016 registra un decremento del 2,0% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015, attestandosi a 151,0 TWh (73,4 TWh nel secondo trimestre 2016). L'energia richiesta nel semestre è stata soddisfatta per l'85,1% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,1% nel primo semestre 2015) e per il restante 14,9% dalle importazioni nette (14,9% nel primo semestre 2015).

Le *importazioni nette* del primo semestre 2016 registrano un decremento di 0,4 TWh rispetto al primo semestre 2015; mentre rilevano un diverso andamento nel secondo trimestre 2016 (+0,2 TWh), per effetto essenzialmente dei minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali

La *produzione netta* nel primo semestre 2016 evidenzia un decremento dell'1,9% (-2,5 TWh), attestandosi a 129,7 TWh (64,4 TWh nel secondo trimestre 2016). In particolare, la minore produzione da fonte idroelettrica (-2,1 TWh) conseguente alle più favorevoli condizioni di idraulicità dell'analogo periodo dell'esercizio precedente, nonché la minore produzione fotovoltaica hanno più che compensato la maggiore produzione da fonte eolica (1,2 TWh). Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2016, a cui si aggiunge anche una rilevante riduzione della produzione termoelettrica, in linea con la minore richiesta di energia.

### Domanda di gas naturale in Italia

2° trimestre				Milioni di m <sup>3</sup>				1° semestre			
2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni		2016	2015	Variazioni	
3.900	4.258	(358)	-8,4%	Usi domestici e civili	17.104	18.661	(1.557)	-8,3%			
3.466	3.185	281	8,8%	Industria e servizi	6.851	6.704	147	2,2%			
3.865	3.758	107	2,8%	Termoelettrico	9.335	8.871	464	5,2%			
262	256	6	2,3%	Altro <sup>(1)</sup>	773	802	(29)	-3,7%			
<b>11.493</b>	<b>11.457</b>	<b>36</b>	<b>0,3%</b>	<b>Totale</b>	<b>34.063</b>	<b>35.038</b>	<b>(975)</b>	<b>-2,8%</b>			

(1) Include altri consumi e perdite.

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



La domanda di gas naturale in Italia nel primo semestre 2016 si attesta poco oltre i 34 miliardi di m<sup>3</sup>, registrando un decremento del 2,8% rispetto allo stesso periodo del 2015. Nel secondo trimestre 2016 i consumi industriali e termoelettrici registrano una ripresa, favoriti da un minor contributo delle fonti rinnovabili e dai costi di approvvigionamento gas più bassi; resta debole invece la domanda per usi domestici e civili.

## Spagna

### Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
59.672	60.314	(642)	-1,1%	Produzione netta	123.991	128.028	(4.037)	-3,2%
(1.293)	(984)	(309)	-31,4%	Consumo per pompaggi	(3.497)	(2.486)	(1.011)	-40,7%
1.428	(390)	1.818	-	Esportazioni nette <sup>(1)</sup>	3.119	(1.928)	5.047	-
<b>59.807</b>	<b>58.940</b>	<b>867</b>	<b>1,5%</b>	<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>123.613</b>	<b>123.614</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo giugno 2016 ed *Estadística diaria* - consuntivo giugno 2015 peninsulare). I volumi del primo semestre 2016 sono aggiornati al 4 luglio 2016.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel primo semestre 2016 rileva un andamento in linea rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015 (+1,5% nel secondo trimestre 2016), attestandosi a 123,6 TWh (59,8 TWh nel secondo trimestre 2016). Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* del primo semestre 2016 risultano in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2015, evidenziando maggiori importazioni necessarie a soddisfare il fabbisogno nazionale. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2016.

La *produzione netta* nel primo semestre 2016 si attesta a 124,0 TWh (59,7 TWh nel secondo trimestre 2016) rilevando un decremento del 3,2% (-4,0 TWh). Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2016, con una produzione netta in calo dell'1,1%.

### Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2016	2015	Variazioni			2016	2015	Variazioni	
3.299	3.257	42	1,3%	Produzione netta	6.502	6.467	35	0,5%
317	276	41	14,9%	Importazioni nette	609	600	9	1,5%
<b>3.616</b>	<b>3.533</b>	<b>83</b>	<b>2,3%</b>	<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>7.111</b>	<b>7.067</b>	<b>44</b>	<b>0,6%</b>

Fonte: Fonte dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo giugno 2016 ed *Estadística diaria* - consuntivo giugno 2015 extrapeninsulare). I volumi del primo semestre 2015 sono aggiornati al 9 maggio 2016.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel primo semestre 2016 risulta in incremento (+0,6%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2015, attestandosi a 7,1 TWh (3,6 TWh, +2,3% nel secondo trimestre 2016). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,4% e dalle importazioni nette per il restante 8,6%.

Le *importazioni nette* nel primo semestre 2016 si attestano a 0,6 TWh (0,3 TWh nel secondo trimestre 2016) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella Penisola iberica.

La *produzione netta* nel primo semestre 2016 registra un incremento dello +0,5% 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 2016.

## Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, a cui si rinvia per una trattazione completa, di seguito sono riportate le principali variazioni rilevate nel semestre relativamente agli aspetti normativi e tariffari nei Paesi in cui Enel opera.

### Il quadro regolamentare europeo

#### Entrata in vigore MIFID II/MIFIR

Il 1° luglio 2016 sono entrati in vigore il Regolamento (EU) 2016/1033 e la direttiva (EU) 2016/1034 che hanno prorogato l'entrata in vigore della disciplina in materia di fornitura di servizi di investimento in Europa (rispettivamente il Regolamento MIFIR e la Direttiva MIFID II) dal 3 gennaio 2017 al 3 gennaio 2018. L'obbligo di recepimento della direttiva da parte degli Stati Membri è slittato conseguentemente dal 3 luglio 2016 al 3 luglio 2017.

### Il quadro regolamentare italiano

Con la delibera n. 137/2016/R/com l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha sostituito il Testo Integrato Unbundling Contabile di cui alla delibera n. 231/2014/R/com (in vigore fino all'esercizio 2015) con un nuovo Testo, integrato con la disciplina per il settore idrico (in vigore dall'esercizio 2016).

Nel 2015 con la delibera n. 296/2015/R/com l'AEEGSI ha disciplinato gli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas. In particolare, l'Autorità ha previsto l'obbligo di separazione del marchio, degli altri segni distintivi (tra cui la denominazione sociale) e delle politiche di comunicazione delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita che operano all'interno di un medesimo gruppo societario e tra le attività di vendita in maggior tutela e sul mercato libero.

Ad aprile 2016 il TAR Lombardia ha respinto i ricorsi promossi da Enel Distribuzione ed Enel Servizio Elettrico. In esecuzione della sentenza TAR, Enel Distribuzione ha pertanto modificato la propria denominazione sociale (e relativo marchio), assumendo quella di "e-distribuzione SpA". È in corso di valutazione la proposizione dell'appello al Consiglio di Stato avverso le sentenze del TAR Lombardia. Con la delibera n. 327/2016/R/eel l'AEEGSI ha prorogato al 1° gennaio 2017 il termine entro cui le imprese di vendita in maggior tutela e sul mercato libero sono tenute a implementare le misure di separazione del marchio, degli altri segni distintivi e delle politiche di comunicazione previste dal provvedimento n. 296/2015/R/com.

#### Generazione

Con la delibera n. 326/2016/R/eel l'AEEGSI ha dato mandato a Terna di effettuare la procedura concorsuale per assegnare i contratti di approvvigionamento di riserva terziaria di sostituzione in Sardegna per il periodo dal 1° luglio 2016 al 31 dicembre 2018. I contratti assegnati da Terna prevedono l'obbligo di offerta sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) al costo variabile riconosciuto all'impianto a fronte di un premio definito in esito alla procedura concorsuale.

A seguito dell'entrata in esercizio del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente dal 28 maggio 2016, con la delibera n. 274/2016/R/eel è stato stabilito, con decorrenza dalla medesima data, il termine del regime di essenzialità in Sicilia ai sensi del decreto legge 24 giugno 2014, n. 9. Tale decreto aveva previsto che le unità di produzione programmabili di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia fossero considerate unità essenziali in regime di reintegro dei costi a partire dal 1° gennaio 2015 fino alla data di entrata in esercizio del collegamento Sorgente-Rizziconi.

Con la delibera n. 333/2016/R/eel l'AEEGSI ha definito la regolazione da attuare agli sbilanciamenti effettivi nel periodo luglio 2012 - settembre 2014 in seguito alle sentenze del TAR Lombardia n.1648/2014 e del Consiglio di Stato n.1532/2015 e n. 2457/2016 che avevano annullato la previgente regolazione.

Con la delibera n. 342/2016/E/eel l'AEEGSI ha disposto l'avvio di un procedimento per l'adozione di misure volte a contrastare, mediante l'adozione di provvedimenti prescrittivi ovvero anche mediante provvedimenti di regolazione asimmetrica, alcune condotte poste in essere da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e potenzialmente configurabili come abusi di mercato ai sensi del Regolamento (UE) 1227/2011 - REMIT.

## Distribuzione

### Distribuzione e misura

Con la delibera n. 87/2016/R/eel l'AEEGSI ha approvato le specifiche funzionali dei contatori elettronici di seconda generazione prevedendo anche i livelli di performance dei nuovi sistemi di smart metering.

Con successiva delibera saranno definiti i criteri di remunerazione dell'investimento a valle di un'ulteriore fase di consultazione.

Con la delibera n. 233/2016/R/eel, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2016 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle proprie attività. Tali tariffe, recependo le novità introdotte con la delibera n. 654/2015/R/eel, includono la prima quota annua di remunerazione in base al WACC sul capitale investito regolatorio dell'esercizio 2015 oltreché la remunerazione, calcolata in base ai medesimi parametri, sull'aumento forfetario delle immobilizzazioni nette 2012-2014 riconosciuto in ossequio alla medesima delibera a fronte della cancellazione del lag regolatorio e della correlata maggiorazione di un punto percentuale sul WACC che veniva garantita agli operatori quale ristoro del fatto che la corrispondente remunerazione, per il triennio in oggetto, venisse riconosciuta loro finanziariamente solo a partire dal secondo anno successivo alla realizzazione dell'investimento.

Con riferimento al calcolo delle garanzie prestate dai venditori ai distributori in relazione al servizio di trasporto, la sentenza del Consiglio di Stato del 24 maggio 2016 ha annullato la delibera n. 612/2013/R/eel, stabilendo che le stesse debbano essere calcolate al netto degli oneri di sistema. La sentenza ha comunque demandato all'autonomia contrattuale delle parti, nella stipulazione dei singoli contratti di trasporto, la regolazione eventuale di questo profilo.

In data 10 dicembre 2015 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato a Enel SpA ed Enel Distribuzione l'avvio di un procedimento sanzionatorio allo scopo di accertare l'eventuale esistenza di una strategia di Gruppo volta a ostacolare lo sviluppo del mercato dei sistemi di monitoraggio dei consumi. In data 19 maggio 2016 l'AGCM ha disposto la pubblicazione degli impegni proposti dalle due società, valutandoli, pertanto, non manifestamente infondati.

L'intera procedura di pubblicazione e valutazione degli impegni deve concludersi, fatte salve specifiche esigenze istruttorie, entro tre mesi dalla data di pubblicazione degli impegni. Gli impegni, ove accettati, consentiranno la chiusura

dell'istruttoria senza accertamento dell'infrazione. In caso di rigetto degli impegni, la conclusione del procedimento, salvo proroghe, è prevista per il 31 dicembre 2016.

## **Vendita**

Con la delibera n. 209/2016/E/com l'AEEGSI ha disciplinato il tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale nelle controversie tra clienti finali e operatori, con decorrenza 1° gennaio 2017.

## **Energia elettrica**

Nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), finalizzato alla gestione dei flussi informativi tra gli operatori del mercato dell'energia elettrica e del gas, con la delibera n. 73/2016/R/eel l'AEEGSI ha disposto anche la centralizzazione di alcune attività funzionali alla sottoscrizione e alla risoluzione dei contratti di dispacciamento, trasmissione e distribuzione.

## **Gas**

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l'AEEGSI ha confermato per il periodo 1° ottobre 2016 - 31 dicembre 2017, estendendone di un trimestre l'applicazione rispetto alla durata dell'anno termico, la modalità vigente che prevede la 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.

## **Energie Rinnovabili**

### **Italia**

Il 23 giugno 2016 è stato firmato dai Ministri competenti (Ministero dello Sviluppo Economico; Ministero dell'Ambiente; Ministero delle Politiche Agricole e Forestali) il decreto per gli incentivi alle fonti rinnovabili diverse dal solare fotovoltaico per l'anno 2016.

Verranno messi ad asta circa 1.400 MW di capacità suddivise per le diverse tecnologie: in particolare alle tecnologie "mature" più efficienti (come l'eolico) viene assegnata circa la metà delle risorse disponibili.

Gli incentivi verranno assegnati attraverso procedure di aste al ribasso differenziate per tecnologia per gli impianti di grandi dimensioni (>5 MW), mentre gli impianti inferiori a tale soglia dovranno chiedere l'iscrizione ad appositi registri. Lo schema di decreto è stato preventivamente autorizzato dalla Commissione Europea per garantirne la compatibilità con le linee guida sugli aiuti di Stato in materia di energia e ambiente.

Il decreto mette a disposizione, a regime, oltre 400 milioni di euro all'anno a favore dei nuovi impianti che verranno selezionati nel 2016. Verrà comunque rispettato il tetto complessivo di 5,8 miliardi di euro annui di spesa previsto per le energie rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

## Penisola iberica

### Spagna

#### Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 31 marzo 2016 il Ministero di Industria, Energia e Turismo ha iniziato la procedura per l'introduzione di una nuova ordinanza ministeriale con cui verrà stabilita la remunerazione per l'attività di distribuzione per l'anno 2016, conformemente con quanto disposto dall'ordinanza IET/2735/2015. Transitoriamente, fino all'approvazione di tale nuova ordinanza, verrà mantenuta la remunerazione prevista per l'anno 2015.

Tale ordinanza (IET/980/2016) è stata pubblicata il 16 giugno, stabilendo la remunerazione per l'attività di distribuzione per l'anno 2016. A Endesa è stata assegnata una remunerazione pari a 2.014 milioni di euro. Inoltre, sempre per Endesa, il livello degli incentivi per qualità del servizio e perdite non tecniche è stato fissato pari a 7 e 2 milioni di euro rispettivamente. Tale ordinanza determina anche la remunerazione base del primo periodo regolatorio che va dal 1° gennaio 2016 al 31 dicembre 2019.

## Europa dell'Est

### Russia

#### Rinnovabili

Con decreto del Governo n. 850 del 10 maggio 2016 sono stati apportate le seguenti modifiche alla regolazione in materia di rinnovabili:

- > lo schema di incentivi per impianti fotovoltaici e piccolo idro è stato prolungato fino al 2024 (dal 2020);
- > i volumi di capacità obiettivo per il solare e il piccolo idro, non selezionati per le precedenti aste (anni 2013-2015), sono stati coperti e anche riallocati fino al 2024 (85,8 MW per il solare; 168 MW per il piccolo idro);
- > i volumi target totali sono stati mantenuti ai livelli iniziali (5.871 MW).

### Romania

#### Riconoscimento investimenti a fini tariffari

ANRE ha approvato il 4 marzo 2016 una nuova procedura di riconoscimento degli investimenti ai fini tariffari, che entrerà in vigore a partire dal 2017, e che nel 2016 servirà da raccomandazione per i distributori.

In particolare la procedura prevede (i) il non riconoscimento di investimenti inefficienti, (ii) il non riconoscimento dei costi dei lavori che eccedano del 10% i costi preventivati, (iii) la possibilità di modificare soltanto al massimo del 10% il piano annuale di investimenti una volta presentato. A tal proposito, ANRE sta conducendo delle verifiche in relazione agli investimenti effettuati nel 2014 con il rischio di mancato riconoscimento di alcuni costi per le società del Gruppo; il termine ultimo per fornire i documenti e le risposte ad ANRE è il 31 agosto 2016.

Ad aprile 2016 la Corte dei Conti ha inoltre pubblicato un report sul funzionamento dei mercati energetici e sull'operato dell'ANRE con riferimento agli anni 2010-2014. Nell'ambito di tale rapporto si è dato evidenza del fatto che l'ANRE è venuta meno all'obbligo statutario di evitare incrementi delle tariffe di distribuzione; ciò in quanto l'Autorità ha riconosciuto investimenti ai fini tariffari senza appropriate verifiche, livelli di perdite di rete troppo alti ed effettuato calcoli non corretti del WACC.

### Rebranding delle imprese di distribuzione

In linea con le richieste di ANRE (lettera 37681 del 18 maggio 2016), entro il 20 luglio 2016 le società del Gruppo dovranno presentare un calendario di misure per la realizzazione del rebranding da implementare su un orizzonte temporale di massimo di due anni.

## Francia

### Superamento delle tariffe regolate di elettricità e gas per i clienti industriali

La legge n. 344/2014 ha stabilito la graduale abolizione delle tariffe regolate di elettricità e gas per i consumatori industriali. Con particolare riferimento del settore elettrico, con decorrenza 1° gennaio 2016 sono state abolite le tariffe regolate per i clienti industriali con consumi superiori a 36 kVA ed è stata introdotto un meccanismo transitorio che prevede l'applicazione di una tariffa temporanea (applicabile fino al 30 giugno 2016) per i clienti che non hanno ancora scelto un fornitore sul mercato libero. A partire dal 1° luglio 2016, i clienti che non hanno scelto un fornitore sul mercato libero sono stati automaticamente affidati a fornitori di ultima istanza scelti tramite procedure concorsuali tenutesi nel mese di aprile.

### Legge sulla transizione energetica nazionale

Nel 2016 sono in corso di implementazione i decreti attuativi della legge n. 2015/992 che ha definito le seguenti linee guida della nuova strategia energetica nazionale:

- > riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- > raggiungimento entro il 2030 di una quota di produzione da energia rinnovabile pari al 32% del consumo finale lordo di energia (c.a. 40% del consumo finale elettrico);
- > riduzione del 50% del consumo finale di energia entro il 2050, con enfasi sul settore edilizio;
- > limitazione della capacità nucleare a 63,2 GW e della relativa quota di generazione del 50% sulla produzione nazionale nel 2025.

Nel mese di maggio sono stati pubblicati provvedimenti attuativi della riforma degli incentivi per le energie rinnovabili che hanno portato alcune fonti a vendere direttamente l'energia sul mercato.

## America Latina

### Argentina

#### La revisione tariffaria e le altre novità regolatorie argentine

In data 27 gennaio 2016 è stata pubblicata la *Resolución* n. 06 del Ministerio De Energía y Minería che approva la riprogrammazione trimestrale estiva fino ad aprile 2017 per il mercato elettrico all'ingrosso, effettuata in base a nuovi criteri che tengano conto, nella determinazione del prezzo: (i) dell'effettivo costo dell'energia elettrica, depurato dai sussidi, (ii) di nuovi schemi di prezzo differenti per ciascuna tipologia di cliente residenziale in base alla capacità di risparmio nei consumi e (iii) di una nuova tariffa sociale. Tale risoluzione è un passo importante verso la ricostruzione dell'intera catena del valore e del relativo ciclo dei pagamenti del mercato elettrico.

A seguito della precedente risoluzione, in data 28 gennaio 2016, la *Resolución* n. 07 del Ministerio De Energía y Minería, diretta espressamente alle società di distribuzione, EDESUR SA ed EDENOR SA, istruisce ENRE, in modo tale che nell'ambito delle proprie facoltà effettui la revisione delle tariffe, come anticipazione della futura *Revisión Tarifaria Integrál* (RTI), in modo da aggiornarle, incrementandole, applicando per le due società di distribuzione sopacitate il Regime Tarifario Transitorio. In aggiunta delibera di non continuare ad applicare il PUREE e di introdurre una nuova

tariffa sociale all'intera clientela. Inoltre, stabilisce la data ultima entro la quale la RTI si dovrà definire che è il 31 dicembre 2016.

Nelle intenzioni della nuova amministrazione vi è la volontà di tornare ai principi fondamentali che ispirarono la legge 24065/1991 e di normalizzare il settore elettrico come già da tempo richiesto dalle società operanti in tale settore.

In data 29 gennaio 2016, quindi, ENRE ha emesso:

- > la *Resolución* n. 1/2016, che contiene un nuovo quadro tariffario, da applicare a ciascuna categoria di cliente a partire dal 1° febbraio 2016, e un regolamento di fornitura che ora prevede una fatturazione su base mensile;
- > la *Resolución* n. 2/2016, che invece prevede la chiusura del FOCEDA con decorrenza 31 gennaio 2016 e stabilisce un nuovo regime ai fondi incassati in applicazione della *Resolución* ENRE n. 347/12; in particolare, tali fondi non saranno più gestiti da un fidecomiso, ma depositati in un conto corrente di una istituzione bancaria riconosciuta dalla banca centrale argentina.

In data 30 marzo 2016 la Segreteria dell'Energia Elettrica argentina (SEE), dipendente dal Ministerio De Energía y Minería, attraverso la delibera n. 22/2016, ha aggiornato le tariffe fissate dalla precedente delibera n. 482/2015, da applicarsi a partire da febbraio 2016. Gli incrementi hanno riguardato in particolare la remunerazione dei costi fissi delle unità di generazione termica (+70%) e le centrali idroelettriche (+120%), mentre la remunerazione dei costi variabili è stata incrementata del 40% per entrambe le tecnologie di generazione.

Le tariffe per la componente afferente le attività di manutenzione non ricorrente sono state incrementate del 60% e del 25% rispettivamente per le centrali termiche e per quelle idroelettriche, mentre la remunerazione addizionale non è stata modificata. In ogni caso tale delibera è da considerarsi una misura provvisoria in attesa del nuovo quadro di regolamentazione del settore che verrà annunciato dal Governo.

#### Sviluppo di nuova capacità di generazione termoelettrica

In data 22 marzo 2016, con la delibera SEE n. 21/16, si invitano i soggetti interessati a presentare offerte di nuova capacità di generazione termica fino all'estate 2018. Sono escluse da tale offerta le unità preesistenti alla data di pubblicazione della delibera, o che fossero già connesse al sistema di interconnessione argentino (SADI), o per le quali l'energia generata fosse già stata impegnata attraverso altri accordi esecutivi.

Il contratto, previsto in delibera, potrà avere una durata tra i cinque e i 10 anni con CAMMESA in rappresentanza degli operatori del MEM, con una remunerazione per potenza da fissare in dollari statunitensi/MW/mese e per l'energia generata in dollari statunitensi/MWh con un prezzo differenziato per tipo combustibile. L'erogazione e il riconoscimento dei costi dei combustibili si realizzeranno nelle stesse forme attualmente in vigore. Sono previste soglie minime di capacità da rispettare in ciascun punto di connessione alla rete

## Brasile

#### Aggiornamento “*Bandeiras Tarifárias*”

A partire dal 1° febbraio 2016, le classi di costo di generazione più alto, “Giallo” e “Rosso”, sono state ulteriormente differenziate al loro interno. In ogni caso l'evoluzione dell'idraulicità del periodo, che ha riportato a livelli accettabili i bacini idrici, ha determinato un riposizionamento delle “*Bandeiras Tarifárias*” a livello “Giallo” a marzo 2016 e “Verde” ad aprile 2016. Si ricorda che il meccanismo, consistente nell'applicazione di un extra costo differenziato per classi di costo di generazione a condizioni progressivamente più sfavorevoli (Verde, Giallo e Rosso) da fatturare ai consumatori finali senza attendere le successive revisioni tariffarie, è entrato in funzione a inizio 2015 a seguito del disallineamento sempre più accentuato, anche per effetto del prolungarsi della siccità, tra i costi riconosciuti in tariffa e quelli reali.

### Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

Creato attraverso la legge n. 10438/2002, il CDE è un fondo governativo che si propone di dare impulso allo sviluppo della generazione di energia da fonti alternative, promuovere la globalizzazione dei servizi energetici e dare sussidi ai clienti residenziali a basso reddito. Tale fondo viene alimentato attraverso un'addizionale applicata in tariffa ai consumatori e ai generatori.

In data 15 dicembre 2015, ANEEL ha avviato un tavolo di discussione pubblica, con gli operatori di sistema, al fine di definire il bilancio previsionale del fondo CDE 2016.

L'iniziale proposta dell'ANEEL era quella di ridurre del 36% il ricarico in tariffa dell'addizionale per il CDE, tenuto conto che la significativa riduzione dei costi dei combustibili, già avvenuta a partire dal 2015, non era stata riflessa tempestivamente a riduzione delle relative addizionali in tariffa nel corso del 2016.

La *Resolución* n. 1.576 ha autorizzato le società di distribuzione a compensare i minori importi fatturati (a seguito dell'applicazione della sentenza giudiziale che ammetteva la richiesta di taluni ricorrenti di vedersi applicata una minor componente CDE in tariffa) attraverso un recupero in quote mensili. La differenza tra la tariffa normale e quella stabilita con sentenza dal Tribunale verrà recuperata dalle società di distribuzione attraverso minori riversamenti, su base mensile, al fondo.

### Personale condiviso e contratti tra parti correlate

In data 28 gennaio 2016, ANEEL ha approvato nuove regole sia per condividere personale e infrastrutture tra società appartenenti allo stesso Gruppo, sia per approvare contratti tra parti correlate. In particolare riportiamo le seguenti:

- > si permette la condivisione del personale e delle infrastrutture amministrative tra imprese dello stesso Gruppo, anche se operanti in settori di attività diversi (es. generazione, distribuzione, trasmissione, commercializzazione e holding);
- > per la contrattazione del personale si devono confrontare le diverse modalità e formalizzazioni possibili, avendo cura di scegliere quella più vantaggiosa da un punto di vista economico. I contratti di prestazione di servizi, per i quali si deve applicare il principio della separazione economica, finanziaria, amministrativa e operativa delle imprese, hanno una durata massima di cinque anni e si possono prorogare attraverso richiesta e se giustificati da criteri di economicità;
- > si devono rispettare le nuove regole per l'approvazione di contratti tra parti correlate, determinate da ANEEL, che si occupa anche di verificare il rispetto dei limiti assegnati.

### Portaria n. 237

In data 6 giugno 2016, il Ministro di "Minas y Energía ("MME") ha firmato la Portaria n. 237 che permette alle società di distribuzione di energia elettrica di richiedere al Ministero che gli investimenti nelle reti di alta tensione e per le sub-stazioni siano classificati come prioritari. Questa classificazione dà la possibilità di emettere obbligazioni di debito per infrastrutture, che sono obbligazioni finanziarie con scadenza a lungo termine, più lunga rispetto a quelle standard, e che comportano anche benefici fiscali agli emittenti.

### Misura Provvisoria n. 735

La Misura Provvisoria n. 735 del 22 giugno 2016 ha stabilito quanto segue in relazione agli oneri addizionali di sistema:

- > a partire dal 1° gennaio 2017 la Camera di Commercio dell'Energia Elettrica (CCEE) sostituirà Electrobras come società incaricata della gestione degli incassi dei seguenti "Encargos Sectoriais": RGR, CDE e CCC, come del resto anche per la gestione amministrativa e per il funzionamento dei relativi fondi settoriali;
- > con decorrenza 1° gennaio 2030 il riparto delle quote annuali del CDE sarà effettuato proporzionalmente all'energia trasportata sulla rete di distribuzione e di trasmissione di ciascun operatore espressa in MWh. Non si terrà più in considerazione l'area geografica e la regione servita;
- > tra il 1° gennaio 2017 e il 31 dicembre 2029 si definiranno modalità per una graduale e uniforme riduzione e definitiva eliminazione dell'attuale criterio di riparto.



## Energie Rinnovabili

### Grecia

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della feed-in tariff differenziato per fonte. Negli anni 2012-2014 varie misure sono state introdotte per ridurre il deficit di sistema riducendo gli incentivi. Un nuovo meccanismo di sostegno Fonti di Energia Rinnovabile (FER), sulla base di linee guida sugli aiuti di Stato 2014-2020, tra cui feed-in premium e gare, è entrato in vigore il 1° gennaio 2016 sostituendo il regime precedente. Lo schema finale dovrebbe essere approvato dal Parlamento entro luglio 2017.

Il mercato elettrico Wholesale e il Capacity Assurance Mechanism (CAM) sono in fase di riforma. In particolare, mentre la riforma del mercato wholesale deve essere completata entro il dicembre 2017 e il mercato di sbilanciamenti entro giugno 2017, il modello CAM (basato su quattro pilastri: disponibilità di capacità, flessibilità, riserva strategica, Demand Side Response) ha visto nel mese di maggio 2016 l'approvazione di un modello temporaneo da parte del Parlamento greco; tale misura temporanea dovrebbe essere sostituita da una nuova, permanente, che dovrebbe entrare in vigore nel 2017.

### Turchia

Il 1° maggio 2016 l'Autorità Nazionale di Regolamentazione (EMRA) ha modificato la legislazione prevista per i partecipanti al meccanismo d'incentivo in relazione all'esenzione di partecipazione nel mercato di bilanciamento. Il 17 giugno 2016 il Parlamento ha approvato emendamenti alla legge di energia, tra cui un cambiamento nel meccanismo di gara per le energie rinnovabili. La legislazione secondaria sarà pubblicata nei prossimi mesi.

### Spagna

Durante gli ultimi mesi del 2015 è stato definito il criterio tale per cui si assegnino incentivi ai nuovi impianti di energia rinnovabile, in linea con il nuovo quadro normativo. Ciò annulla l'efficacia della moratoria imposta dal regio decreto legge n. 1/2012. Questo criterio, che prevede l'assegnazione mediante un processo d'asta, era stato già contemplato nella nuova legge sull'approvvigionamento elettrico, anche se i dettagli per la sua applicazione rimanevano ancora da definire. Sono stati definiti mediante il regio decreto n. 947/2015, il decreto ministeriale IET/2212/2015 e la risoluzione del 30 novembre del Segretario di Stato per l'energia. La prima asta, fissata per il 14 gennaio 2016, sollecita 500 MW di potenza eolica e 200 MW da biomasse. L'asta è stata aggiudicata, per i progetti eolici, senza nessun incentivo, mentre nel caso dei progetti di biomassa è stato riconosciuto il solo incentivo legato ai costi di gestione degli impianti (componente Ro). Enel Green Power España, che ha partecipato all'asta per l'assegnazione di capacità eolica, non è stata aggiudicataria di nessun progetto.

Il 10 febbraio 2016 è iniziata la prova di abilitazione che le energie rinnovabili dovranno superare per essere considerate idonee per partecipare ai servizi di aggiustamento del sistema.

Nell'ambito delle conversazioni finalizzate alla formazione del nuovo Governo spagnolo, tutti i partiti politici – con l'unica eccezione del PP (Partido Popular) – hanno firmato una proposta per riformare la normativa relativa all'autoconsumo, con l'obiettivo di promuoverne lo sviluppo nel Paese. Tra le misure proposte le più rilevanti riguardano l'eliminazione dei costi di sistema attualmente a carico della gran parte dei consumatori e la possibilità di condividere, tra i consumatori, impianti di autoconsumo. Naturalmente il successo della proposta dipende dalla formazione di un nuovo Governo di cui facciano parte i firmatari della stessa; anche a valle delle nuove elezioni del 26 giugno, lo scenario è piuttosto incerto e la situazione comporta la necessità di nuovi negoziati con le altre controparti politiche il cui esito potrebbe arrivare nel mese di agosto.

### Marocco

A febbraio 2016, il Governo ha avallato il progetto di legge n. 58/2015 che modifica alcuni aspetti della legge n. 09/13. Questo disegno di legge prevede che i produttori di energia rinnovabile possano accedere anche alle reti di bassa

tensione. Le condizioni specifiche verranno definite e regolamentate successivamente. Tale disegno di legge regola anche aspetti relativi all'immissione di energia rinnovabile in eccesso nella rete ad alta tensione.

Il 9 giugno 2016 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la legge 48/15 per organizzare il mercato elettrico e creare un nuovo regolatore per l'elettricità (ANRE). Il nuovo regolatore dovrà fissare le tariffe di trasporto e distribuzione di energia elettrica e anche eliminare le discriminazioni nell'accesso alle reti di trasporto di elettricità.

Il 24 giugno 2016 il Governo ha approvato tre decreti legge per riformare principalmente l'attività della Moroccan Agency for Solar Energy ("MASEN"). I testi dovranno essere approvati, dalle due camere del parlamento marocchino. Nel futuro, MASEN e non più l'ONEE, sovrintenderà alle attività rinnovabili in Marocco, a eccezione delle rinnovabili di soggetti privati (legge 13-09) e delle stazioni di pompaggio (STEP). Si prevede, quindi, un trasferimento di attività e di competenze da ONEE a MASEN. Con le future modifiche, l'agenzia pubblica ADEREE si concentrerà sui temi dell'efficienza energetica.

### India

A giugno 2016, il Ministry of New and Renewable Energy (MNRE) ha pubblicato le linee guida per la realizzazione di 1.000 MW di capacità eolica attraverso aste competitive e si prevede che tale meccanismo sostituirà gradualmente le feed-in tariff.

Il MNRE ha inoltre pubblicato una bozza di policy volta a definire delle linee guida a sostegno dello sviluppo di mini/micro reti basate su energie rinnovabili con l'obiettivo di realizzare almeno 10.000 progetti equivalenti a un minimo 500 MW di capacità installata nei prossimi cinque anni, per fornire accesso all'energia nelle aree rurali.

### Messico

Il regolatore ha modificato il calcolo della componente gas della tariffa elettrica al fine di valorizzare l'incremento di importazioni sperimentato dal Paese negli ultimi mesi. Tale modifica anticipa il cambio dell'intera metodologia di calcolo della tariffe per i clienti regolati, la cui regolamentazione dovrebbe essere completata entro la fine del 2016.

Il Ministero dell'Energia SENER ha pubblicato a maggio il calendario della seconda asta di lungo termine del nuovo mercato elettrico messicano. Il processo, che si concluderà a settembre, vedrà l'assegnazione di contratti per la fornitura di energia, potenza e certificati di energia non fossile per la durata di 15-20 anni e inizio della fornitura a partire dal 1° gennaio 2019.

Per quanto riguarda l'evoluzione a lungo termine del settore, è stato presentato il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico 2016-2030 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei progetti in materia di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia necessari alla fornitura della domanda di energia nel periodo. Secondo le stime del Ministero, la domanda dovrebbe crescere tra il 3% e il 4%, il che richiederà circa 57 GW di capacità aggiuntiva. L'intero piano prevede che nel corso dell'orizzonte temporale considerato saranno effettuati investimenti per oltre 100 miliardi di euro nel settore elettrico, di cui il 75% dedicati alla generazione e il residuo 25% alla distribuzione e trasmissione.

### Brasile

Il Presidente ha approvato a giugno la legge n. 13.299 la quale, tra le altre misure, estende l'agevolazione relativa alle tariffe di trasmissione applicate agli impianti mini-idro. Tale tariffa, in precedenza valida solo per gli impianti inferiori a 30 MW, sarà estesa anche agli impianti inferiori a 50 MW, i quali potranno però beneficiarne solo per i primi 30 MW immessi nel sistema. La misura sarà operativa a partire dalla pubblicazione della normativa di secondo livello.

Il regolatore, attraverso la risoluzione n. 79/2016, ha modificato le regole di contabilizzazione relative alla vendita dell'energia proveniente da impianti eolici al mercato libero e regolato. La nuova regola sarà applicata retroattivamente a partire da ottobre 2014 e permetterà una corretta riallocazione dell'energia tra i due segmenti di mercato in linea con i contratti esistenti.

Il Ministero dell'Energia ha pubblicato a giugno l'ordinanza n. 222 che modifica il processo per l'ottenimento dell'incentivo fiscale REIDI (*Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura*), specifico per gli investimenti infrastrutturali. Il nuovo processo permetterà agli impianti vincitori di asta di ridurre i tempi per l'ottenimento del beneficio fiscale.

### **Uruguay**

Il regolatore, attraverso il decreto n. 78/2016, ha modificato la formula di indicizzazione dei contratti di lungo termine relativamente alla valorizzazione della Componente Nazionale. Tale modifica elimina il limite di un anno relativo al riconoscimento retroattivo.

### **Colombia**

Il Ministero dell'Energia ha pubblicato la risoluzione che modifica ufficialmente il "Piano di Espansione della Generazione e Trasmissione 2015-2029" al fine di includere gli ampliamenti necessari a incorporare la generazione eolica nella Penisola de La Guajira. Il piano prevede che la connessione sarà operativa a partire da novembre 2022.

### **Stati Uniti**

Nel mese di maggio 2016, l'Internal Revenue Service (IRS) ha emesso alcune linee guida relative alla norma sull'incentivo fiscale alla produzione (Production Tax Credit - PTC) promulgata a dicembre 2015. La linea guida relativa invece agli incentivi fiscali per l'investimento (Investment Tax Credit - ITC) è prevista in un secondo momento. In sostanza le novità introdotte portano a una diminuzione dei crediti per l'energia eolica in base all'inizio della costruzione, mentre è estesa la durata dei PTC per la geotermia, idroelettrico e le biomasse.

Nelle sopracitate linee guida, l'IRS ha chiarito che i progetti si presumeranno avere i richiesti requisiti di continuità se verranno messi in servizio entro quattro anni dall'inizio della costruzione. I progetti possono essere messi in servizio dopo queste date probabili, ma dovranno essere in grado di dimostrare il possesso dei requisiti di continuità.

## Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, e in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi industriali, ambientali e di carattere regolatorio. Per mitigare l'esposizione a tali rischi, nel Gruppo sono svolte specifiche attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione che sono descritte nei successivi paragrafi.

Si rinvia inoltre allo "Scenario di riferimento" per una analisi puntuale dei fattori che costituiscono alcuni dei presupposti fondamentali di tali rischi.

### 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 CO<sub>2</sub>

L'emissione di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, 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 da fonti pulite quali le rinnovabili, 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 2016 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 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 2016.

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 (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 CO<sub>2</sub> ed energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e over the counter, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni di arbitraggio effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati. L'attività si svolge all'interno di una governance formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato giornalmente da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. I limiti di rischio dell'attività di proprietary trading sono fissati in termini di Value at Risk su un periodo temporale di un giorno e un livello di confidenza del 95%; il limite di Gruppo assegnato per il 2016 è pari a 15 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 2016 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 42% (39% al 31 dicembre 2015) dell'indebitamento lordo a lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa in valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrici della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento non coperta dal rischio cambio si riduce a circa il 17,1% (14% al 31 dicembre 2015), 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 2016, 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 1.920 milioni di euro (1.951 milioni di euro al 31 dicembre 2015) 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 2.321 milioni di euro (2.385 milioni di euro al 31 dicembre 2015) 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").

Al 30 giugno 2016 il 28% dell'indebitamento finanziario lordo è indicizzata a tasso variabile (27% al 31 dicembre 2015). 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 21% (21% al 31 dicembre 2015). 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 21% (21% al 31 dicembre 2015).

Al 30 giugno 2016, 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 197 milioni di euro (183 milioni di euro al 31 dicembre 2015) 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 197 milioni di euro (183 milioni di euro al 31 dicembre 2015) 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 27 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

## 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 e incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, le evoluzioni congiunturali hanno fatto registrare un tendenziale incremento a livello sistemico 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 e il monitoraggio delle esposizioni a livello di Gruppo.

La gestione e 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. Sono inoltre applicati e monitorati limiti al rischio di credito definiti dalle strutture di competenza delle Region/Country/Global Business Line interessate.

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. Infine, anche per il 2016, sono applicati e monitorati limiti operativi al rischio di credito sulle controparti finanziarie, approvati dal Comitato Rischi di Gruppo, sia a livello di singola Region/Country/Global Business Line sia a livello consolidato.

A 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 e i benefici a 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 2016 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori istituzionali e retail per complessivi 2.970 milioni di euro.

Al 30 giugno 2016, il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 5,5 miliardi di euro di cash o cash equivalent, nonché committed credit lines disponibili per 13,7 miliardi di euro.

Le committed credit lines ammontano a 14 miliardi di euro (utilizzate per 0,3 miliardi di euro); le uncommitted credit lines sono pari a 827 milioni di euro (utilizzate per 302 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 0,5 miliardi di euro).

## Rischi connessi al rating

Il merito di credito, assegnato a 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 2016, il rating di Enel è pari a: (i) "BBB", con outlook stabile 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 sia 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.

Il quadro macroeconomico mondiale è stato recentemente caratterizzato dalla fine del super ciclo delle commodity, che ha impattato principalmente i Paesi caratterizzati da motori di crescita legati alle esportazioni e da un recupero lento e frammentato tra le economie avanzate alle prese con alti livelli di NPLs, eccessiva regolamentazione e alti livelli di disoccupazione.

Gli investimenti Corporate non incrementano nelle economie avanzate, che nonostante le politiche monetarie espansive registrano tassi di crescita eterogenei, con maggiori difficoltà per i Paesi caratterizzati da alto deficit e forte



disoccupazione. Rallentano i mercati emergenti, che risentono delle minori esportazioni dovute al ribasso della domanda cinese e a un depresso scenario delle commodity.

Il contesto macroeconomico europeo rimane incerto e frammentato, il rapporto tra debito pubblico e PIL varia in modo significativo da uno Stato all'altro e le performance economiche sono caratterizzate da una ripresa debole nei Paesi mediterranei, sebbene le condizioni esogene presentino condizioni favorevoli come i bassi tassi della BCE e i prezzi energetici ridotti. In questo contesto i livelli dei consumi rimangono ancora contenuti, così come l'attività manifatturiera, che ha segnato un trend negativo nel secondo trimestre, portando l'inflazione verso livelli estremamente bassi e incentivando la BCE a potenziare la sua manovra espansiva.

In Italia si registra una crescita moderata, sostenuta dal miglioramento dei ritmi produttivi dell'attività manifatturiera così come da una timida ripresa delle costruzioni; segnali meno favorevoli provengono invece dai consumi, condizionati dai livelli di disoccupazione ancora alti, così come dalle preoccupazioni sulla solidità finanziaria, che insieme alla stabilità politica saranno tra i temi determinanti per le potenzialità di crescita nei prossimi mesi.

Nei primi sei mesi del 2016 le economie dell'America Latina hanno frenato le loro performance di crescita per una serie di motivi, tra i quali i ridotti prezzi delle commodity – che hanno particolarmente colpito i Paesi esportatori – il calo della domanda cinese sorto già sul finire del 2015 e materializzatosi nel 2016 e una situazione politica interna spesso contraddistinta da contesti disomogenei e frammentati. Tutto ciò ha determinato importanti fluttuazioni dei tassi di cambio e alti livelli di inflazione specialmente in Colombia, Argentina e Brasile.

In Cina i dati del secondo trimestre mostrano un GDP in lieve ripresa, 6,7% su base annua, ma l'andamento debole degli investimenti, così come il rallentamento dei settori chimici e minerari, assieme alla volatilità dello scenario commodity, inducono prudenza sulle aspettative di crescita future.

Sul fronte USA la FED rimanda il rialzo dei tassi di interesse per l'instabilità derivante dalle condizioni sia interne, dove il settore manifatturiero manifesta un andamento negativo e la produzione industriale ha subito una contrazione dell'1,4% rispetto al 2015, sia esterne, come il rallentamento dei mercati emergenti, la volatilità delle commodity e l'instabilità politica e finanziaria dell'Europa.

Nel corso del secondo trimestre 2016 l'occupazione negli Stati Uniti così come i salari hanno segnato una crescita modesta, con segnali positivi comunque rispetto al trend che si riscontra in altre economie avanzate. La spesa per consumi mostra ancora sofferenze, mentre il settore immobiliare prosegue la sua ripresa, così come il comparto credito, alla luce di un aumento della domanda di prestiti che è salita moderatamente e della buona disponibilità di credito.

## 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 alle best practice internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali sia alla tutela dell'azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Come parte della propria strategia di mantenere e sviluppare una leadership di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione, il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei propri impianti. Tali progetti sono esposti ai rischi tipici dell'attività costruttiva che il Gruppo tende a mitigare attraverso la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Per quanto concerne la generazione nucleare, Enel è attiva in Slovacchia attraverso 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 practice internazionali.

## Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del secondo trimestre 2016 risultano confermati i trend positivi del primo trimestre facendo registrare importanti risultati per ciascuno degli obiettivi del piano strategico 2016-2019 presentato in versione aggiornata nel novembre 2015.

Per la restante parte del 2016, infatti, in linea con i target industriali di piano, sono previsti:

- > l'ulteriore sviluppo del programma di efficientamento per tutte le linee di business globali;
- > il contributo all'EBITDA degli investimenti in crescita, da realizzare nella seconda parte dell'anno, nonché quello derivante dagli impianti già entrati in esercizio nel corso del primo semestre;
- > l'avvio dell'installazione degli smart meter di nuova generazione in Italia e l'implementazione del piano strategico di Enel OpEn Fiber;
- > nell'ambito del progetto di semplificazione della struttura societaria del Gruppo:
  - il completamento, entro il quarto trimestre dell'anno, della riorganizzazione societaria in America Latina, volta a separare le attività cilene di generazione e distribuzione da quelle sviluppate negli altri Paesi dell'America Latina;
  - l'ottimizzazione della presenza societaria in Spagna, relativamente alle attività concernenti le energie rinnovabili, avviata mediante l'acquisizione da parte di Endesa Generación dell'intero capitale di Enel Green Power España;
- > la gestione attiva del portafoglio anche mediante il perfezionamento della prima fase della cessione di Slovenské elektrárne.

Sulla base degli elementi chiave sopra esposti, del contributo registrato nel primo semestre (che beneficia inoltre del consolidamento di Slovenské elektrárne nel primo semestre che non era previsto nelle assunzioni di Piano) e atteso per la restante parte del 2016 – in particolare delle attività in America Latina, in ambito retail su scala globale, nonché di generazione di cassa e riduzione del debito netto – si rivedono al rialzo gli obiettivi economico-finanziari per il 2016 del piano strategico 2016-2019.

Nella tabella che segue, oltre agli obiettivi rivisti per il 2016, si riportano per comodità anche quelli invariati per il 2017.

		<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>CAGR 2015-2019</b>
EBITDA ordinario	miliardi di euro	~15,0	~15,5	~4%
Utile netto ordinario	miliardi di euro	~3,2	~3,4	~10%
Dividendo minimo	euro/azione	0,18		~17%
Pay-out	%	55	60	~7%
Flusso di cassa operativo/Indebitamento finanziario netto	%	25	26	~6%

## **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 26 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

# Bilancio consolidato semestrale abbreviato

# Prospetti contabili consolidati

## Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre		
		2016	2015	
			<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
<b>Ricavi</b>	4			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		33.172	2.365	36.325
Altri ricavi e proventi		978	177	1.307
	<i>[Subtotale]</i>	<b>34.150</b>		<b>37.632</b>
<b>Costi</b>	5			
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile		15.325	2.734	18.642
Costi per servizi e altri materiali		8.030	1.235	8.254
Costo del personale		2.232		2.338
Ammortamenti e impairment		2.843		2.877
Altri costi operativi		1.117	126	1.258
Costi per lavori interni capitalizzati		(721)		(645)
	<i>[Subtotale]</i>	<b>28.826</b>		<b>32.724</b>
<b>Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value</b>	6	<b>(114)</b>	<b>2</b>	<b>176</b>
<b>Risultato operativo</b>		<b>5.210</b>		<b>5.084</b>
Proventi finanziari da contratti derivati	7	1.193		2.027
Altri proventi finanziari	8	1.348	13	683
Oneri finanziari da contratti derivati	7	2.051		1.028
Altri oneri finanziari	8	2.017	25	2.959
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	52		8
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>3.735</b>		<b>3.815</b>
Imposte	9	1.143		1.186
<b>Risultato delle continuing operations</b>		<b>2.592</b>		<b>2.629</b>
<b>Risultato delle discontinued operations</b>		<b>-</b>		<b>-</b>
<b>Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)</b>		<b>2.592</b>		<b>2.629</b>
Quota di interessenza del Gruppo		1.834		1.833
Quota di interessenza di terzi		758		796
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	10	<i>0,19</i>		<i>0,19</i>
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	10	<i>0,19</i>		<i>0,19</i>
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	10	<i>0,19</i>		<i>0,19</i>
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	10	<i>0,19</i>		<i>0,19</i>

## Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° semestre	
	2016	2015
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>2.592</b>	<b>2.629</b>
<b>Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico</b>		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(516)	687
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(28)	12
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	28	30
Variazione della riserva di traduzione	1.116	297
<b>Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico</b>		
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici definiti	-	-
<b>Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto</b>	<b>600</b>	<b>1.026</b>
<b>Utile complessivo rilevato nel periodo</b>	<b>3.192</b>	<b>3.655</b>
<b>Quota di interessenza:</b>		
- del Gruppo	1.820	2.766
- di terzi	1.372	889





<b>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>al 30.06.2016</b>		<b>al 31.12.2015</b>	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
<b>Patrimonio netto del Gruppo</b>					
Capitale sociale		10.167		9.403	
Altre riserve		4.811		3.352	
Utili e perdite accumulati		19.663		19.621	
	<i>[Totale]</i>	<b>34.641</b>		<b>32.376</b>	
<b>Interessenze di terzi</b>					
<b>Totale patrimonio netto</b>	22	<b>52.651</b>		<b>51.751</b>	
<b>Passività non correnti</b>					
Finanziamenti a lungo termine	20	42.963		44.872	
Benefici ai dipendenti		2.294		2.284	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	23	5.172		5.192	
Passività per imposte differite	14	8.786		8.977	
Derivati	16	2.860	3	1.518	
Altre passività non correnti		1.598	5	1.549	4
	<i>[Totale]</i>	<b>63.673</b>		<b>64.392</b>	
<b>Passività correnti</b>					
Finanziamenti a breve termine	20	2.005		2.155	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	20	3.851		5.733	
Fondi rischi e oneri quota corrente	23	1.608		1.630	
Debiti commerciali		11.243	2.537	11.775	2.911
Debiti per imposte sul reddito		785		585	
Derivati	16	3.039		5.509	
Altre passività finanziarie correnti		997	2	1.063	
Altre passività correnti		11.375	4	11.222	14
	<i>[Totale]</i>	<b>34.903</b>		<b>39.672</b>	
<b>Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita</b>	21	<b>5.625</b>		<b>5.364</b>	
<b>Totale passività</b>		<b>104.201</b>		<b>109.428</b>	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>156.852</b>		<b>161.179</b>	

## Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo															
Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati di cash flow hedge	Riserva da valutazione di attività finanziarie disponibili per la vendita	Riserva da partecipazioni valutate con metodo patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non controlling interest	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
<b>Al 1° gennaio 2015</b>	<b>9.403</b>	<b>5.292</b>	<b>1.881</b>	<b>2.262</b>	<b>(1.321)</b>	<b>(1.806)</b>	<b>105</b>	<b>(74)</b>	<b>(671)</b>	<b>(2.113)</b>		<b>18.741</b>	<b>31.699</b>	<b>19.639</b>	<b>51.338</b>
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.316)	(1.316)	(436)	(1.752)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	(3)	-	17	315	332
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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
<b>Al 30 giugno 2015</b>	<b>9.403</b>	<b>5.292</b>	<b>1.881</b>	<b>2.262</b>	<b>(1.153)</b>	<b>(1.079)</b>	<b>135</b>	<b>(66)</b>	<b>(671)</b>	<b>(2.093)</b>	<b>(3)</b>	<b>19.258</b>	<b>33.166</b>	<b>20.407</b>	<b>53.573</b>
<b>Al 1° gennaio 2016</b>	<b>9.403</b>	<b>5.292</b>	<b>1.881</b>	<b>2.262</b>	<b>(1.956)</b>	<b>(1.341)</b>	<b>130</b>	<b>(54)</b>	<b>(551)</b>	<b>(2.115)</b>	<b>(196)</b>	<b>19.621</b>	<b>32.376</b>	<b>19.375</b>	<b>51.751</b>
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.627)	(1.627)	(586)	(2.213)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	153	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)	-	-	-
Aumento di capitale a servizio della scissione non proporzionale di Enel Green Power	764	2.198	-	-	119	(31)	-	-	1	-	(974)	(12)	2.065	(2.106)	(41)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	7	(45)	(38)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	519	(546)	27	(14)	-	-	-	1.834	1.820	1.372	3.192
di cui:															
- utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	519	(546)	27	(14)	-	-	-	-	(14)	614	600
- utile/(perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.834	1.834	758	2.592
<b>Al 30 giugno 2016</b>	<b>10.167</b>	<b>7.490</b>	<b>2.034</b>	<b>2.262</b>	<b>(1.318)</b>	<b>(1.918)</b>	<b>157</b>	<b>(68)</b>	<b>(550)</b>	<b>(2.108)</b>	<b>(1.170)</b>	<b>19.663</b>	<b>34.641</b>	<b>18.010</b>	<b>52.651</b>

## Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2016		2015	
			<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>	
<b>Risultato del periodo prima delle imposte</b>		<b>3.735</b>		<b>3.815</b>	
<b>Rettifiche per:</b>					
Ammortamenti e impairment di attività immateriali		339		378	
Ammortamenti e impairment di attività materiali non correnti		2.161		2.110	
(Proventi)/Oneri finanziari	8	1.201		1.145	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	8	810	13	931	11
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	8	(2.218)	(25)	(2.528)	(11)
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		672		(1.202)	
Imposte pagate		(1.123)		(635)	
Accantonamenti ai fondi		590		527	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		(771)		982	
Variazioni del capitale circolante netto:		(1.200)		(2.478)	
- rimanenze		143		78	
- crediti commerciali	18	262	(81)	106	357
- debiti commerciali		(1.102)	(374)	(2.467)	(688)
- fondi	23	(611)		(629)	
- altre attività e passività		108	(168)	434	(52)
<b>Cash flow da attività operativa (a)</b>		<b>4.196</b>		<b>3.045</b>	
Investimenti in attività materiali non correnti	11	(3.431)		(2.841)	
Investimenti in attività immateriali	12	(283)		(251)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	2	-		(36)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	2	406		437	
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento		18		24	
<b>Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)</b>		<b>(3.290)</b>		<b>(2.667)</b>	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	20	1.309		462	
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(5.146)		(3.105)	
Operazioni relative a non controlling interest		(213)		369	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(2.187)		(2.011)	
<b>Cash flow da attività di finanziamento (c)</b>		<b>(6.237)</b>		<b>(4.285)</b>	
<b>Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)</b>		<b>119</b>		<b>90</b>	
<b>Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)</b>		<b>(5.212)</b>		<b>(3.817)</b>	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo <sup>(1)</sup>		10.790		13.255	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo <sup>(2)</sup>		5.578		9.438	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 1° gennaio 2016 (140 milioni di euro al 1° gennaio 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (27 milioni di euro al 1° gennaio 2015).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 5.515 milioni di euro al 30 giugno 2016 (9.427 milioni di euro al 30 giugno 2015), "Titoli a breve" pari a 30 milioni di euro al 30 giugno 2016 (1 milione di euro al 30 giugno 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 33 milioni di euro al 30 giugno 2016 (10 milioni di euro al 30 giugno 2015).

## 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 al 30 giugno 2016 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 28 luglio 2016.

#### Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2016 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2016, 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 2016, incluso nella Relazione finanziaria semestrale, 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) e alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e 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 intermedî*") 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 2016 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione di quanto di seguito rappresentato. Tale Bilancio consolidato semestrale abbreviato, pertanto, può non comprendere tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al Bilancio consolidato predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015.

A integrazione dei principi contabili adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, si riportano di seguito le modifiche ai principi esistenti, rilevanti per il Gruppo, di prima adozione al 1° gennaio 2016.

- > "Modifiche allo IAS 1: *Iniziativa di informativa*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche, parte di una più ampia iniziativa di miglioramento della presentazione e delle *disclosure* del bilancio, includono aggiornamenti nelle seguenti aree:
  - materialità: è stato chiarito che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l'inclusione di informazioni immateriali potrebbe inficiare l'utilità dell'informativa finanziaria;
  - disaggregazione e subtotali: è stato chiarito che le specifiche voci di Conto economico, del prospetto dell'utile complessivo del periodo e di Stato patrimoniale possono essere disaggregate. Sono stati introdotti, inoltre, nuovi requisiti per l'utilizzo dei subtotali;

- struttura delle note: è stato chiarito che le società hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. È stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, la società deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota di OCI relativa a partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere ripartita tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a Conto economico; tali quote devono essere presentate, come autonome voci, nell'ambito delle rispettive sezioni del prospetto di Conto economico complessivo.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nella presente Relazione finanziaria semestrale.

- > “Modifiche allo IAS 19 - *Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti*”, emesso a novembre 2013. Le modifiche hanno l'obiettivo di chiarire come rilevare i contributi versati dai dipendenti nell'ambito di un piano a benefici definiti. In particolare, i contributi correlati ai servizi resi devono essere rilevati a riduzione del service cost:
  - lungo il periodo in cui i dipendenti prestano i propri servizi, se l'ammontare dei contributi dovuti varia in ragione del numero di anni di servizio; oppure
  - nel periodo in cui il correlato servizio è reso, se l'ammontare dei contributi dovuti non varia in ragione del numero di anni di servizio.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nella presente Relazione finanziaria semestrale.

- > “Modifiche allo IAS 27 - *Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato*” emesso ad agosto 2014. Le modifiche consentono l'utilizzo dell'equity method nel bilancio separato per la contabilizzazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture. Le modifiche chiariscono inoltre alcuni aspetti relativi alle cosiddette “investment entity”; in particolare è stato chiarito che quando una società cessa di essere una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in società controllate in accordo allo IAS 27. D'altro canto, quando una società diviene una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in imprese controllate al fair value through profit or loss secondo quanto previsto dall'IFRS 9.

Trattandosi di una modifica inerente esclusivamente al bilancio separato, non vi sono impatti nella presente Relazione finanziaria semestrale.

- > “Modifiche all'IFRS 11 - *Contabilizzazione delle acquisizioni di interessenze in joint operation*”, emesso a maggio 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile per le acquisizioni di interessenze in una joint operation che costituisce un business, ai sensi dell'IFRS 3, richiedendo di applicare tutte le regole di contabilizzazione delle business combination dell'IFRS 3 e degli altri IFRS a eccezione di quei principi che sono in conflitto con la guida operativa dell'IFRS 11. In base alle modifiche in esame, un joint operator nella veste di acquirente di tali interessenze deve valutare al fair value le attività e passività identificabili; rilevare a Conto economico i relativi costi di acquisizione (a eccezione dei costi di emissione di debito o capitale); rilevare le imposte differite; rilevare l'eventuale avviamento o utile derivante da un acquisto a prezzi favorevoli; effettuare l'impairment test per le cash generating unit alle quali è stato allocato l'avviamento; fornire le disclosure delle rilevanti business combination.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nella presente Relazione finanziaria semestrale.

- > “Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 - *Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili*”, emesso a maggio 2014. Le modifiche forniscono una guida supplementare sulla modalità di calcolo dell'ammortamento relativo a immobili, impianti, macchinari e alle immobilizzazioni immateriali. Le previsioni dello IAS 16 sono state modificate per non consentire, esplicitamente, un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati (c.d. “revenue-based method”). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il revenue-based method non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:
  - l'attività immateriale è espressa come una misura dei ricavi;
  - può essere dimostrato che i ricavi e il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale sono altamente correlati.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nella presente Relazione finanziaria semestrale.

> “Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 41 - *Piante fruttifere*”, emesso a giugno 2014. Le modifiche hanno variato i requisiti di contabilizzazione delle attività biologiche che soddisfano la definizione di “piante fruttifere” (c.d. “bearer plants”), quali per esempio gli alberi da frutta, che rientreranno nell’ambito di applicazione dello “IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*” e che conseguentemente saranno soggette a tutte le previsioni di tale principio. Ne consegue che, per la valutazione successiva alla rilevazione iniziale, la società potrà scegliere tra il modello del costo e quello della rideterminazione del valore. I prodotti agricoli maturati sulle piante fruttifere (quali, per esempio, la frutta) continuano a rimanere nell’ambito applicativo dello “IAS 41 - *Agricoltura*”.

L’applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nella presente Relazione finanziaria semestrale.

> “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012”, emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti, che non hanno comportato impatti nella presente Relazione finanziaria semestrale. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:

- “IFRS 2 - *Pagamenti basati sulle azioni*”; la modifica separa le definizioni di “performance condition” e “service condition” dalla definizione di “vesting condition” al fine di rendere la descrizione di ogni condizione più chiara.
- “IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*”; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un’eventuale contingent consideration pattuita nell’ambito di una business combination. In particolare, la modifica chiarisce che se la contingent consideration rappresenta uno strumento finanziario, deve essere classificata come passività finanziaria o come strumento rappresentativo di capitale. Nel primo caso, la passività è valutata al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico in conformità all’IFRS 9. Le contingent consideration che non rappresentano strumenti finanziari sono valutate al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico;
- “IFRS 8 - *Settori operativi*”; le modifiche introducono ulteriore informativa al fine di consentire agli utilizzatori del bilancio di capire i giudizi del *management* circa l’aggregazione dei settori operativi e sulle relative motivazioni di tale aggregazione. Le modifiche chiariscono, inoltre, che la riconciliazione tra il totale dell’attivo dei settori operativi e il totale dell’attivo del Gruppo è richiesta solo se fornita periodicamente al management;
- “IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*”; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore contabile “lordo” è rettificato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell’asset. Inoltre, viene chiarito che l’ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile “lordo” e il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata;
- “IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*”; la modifica chiarisce che una management entity, ossia un’entità che presta alla società servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica, è una parte correlata della società. Ne consegue che la società dovrà evidenziare nell’ambito dell’informativa richiesta dallo IAS 24 in tema di parti correlate, oltre i costi per servizi pagati o pagabili alla management entity, anche le altre transazioni con la stessa entity, quali per esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che, se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l’informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla management entity a tali dirigenti;
- “IAS 38 - *Attività immateriale*”; la modifica chiarisce che quando un’attività immateriale è rivalutata, il suo valore contabile “lordo” è rettificato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell’attività. Inoltre, viene chiarito che l’ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile “lordo” e il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.

Il “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012”, ha modificato, inoltre, le Basis for Conclusion del principio “IFRS 13 - *Valutazione del fair value*” per chiarire che i crediti e i debiti a breve termine che non presentano un tasso di interesse da applicare all’importo in fattura possono essere ancora valutati senza attualizzazione, se l’effetto di tale attualizzazione non è materiale.

- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012-2014”, emesso a settembre 2014; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti, che non hanno comportato impatti nella presente Relazione finanziaria semestrale. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
  - “IFRS 5 - *Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate*”; le modifiche chiariscono che il cambiamento di classificazione di un’attività (o gruppo in dismissione) da posseduta per la vendita a posseduta per la distribuzione ai soci non deve essere considerato un nuovo piano di dismissione, ma la continuazione del piano originario. Pertanto, tale modifica di classificazione non determina l’interruzione dell’applicazione delle previsioni dell’IFRS 5, né tantomeno la variazione della data di classificazione;
  - “IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*”; relativamente alle *disclosure* da fornire per ogni coinvolgimento residuo in attività trasferite e cancellate per l’intero ammontare, le modifiche al principio chiariscono che, ai fini della *disclosure*, un contratto di *servicing*, che preveda la corresponsione di una commissione, può rappresentare un coinvolgimento residuo in tale attività trasferita. La società deve analizzare la natura della commissione e del contratto per determinare quando è richiesta la specifica *disclosure*. Le modifiche chiariscono, inoltre, che le *disclosure* relative alla compensazione di attività e passività finanziarie non sono richieste nei bilanci intermedi sintetici;
  - “IAS 19 - *Benefici per i dipendenti*”; lo IAS 19 richiede che il tasso di sconto utilizzato per attualizzare la passività per benefici successivi alla cessazione del rapporto di lavoro debba essere determinato con riferimento ai rendimenti di mercato di titoli di aziende primarie o di titoli pubblici, qualora non esista un mercato profondo di titoli di aziende primarie. La modifica allo IAS 19 chiarisce che la profondità del mercato dei titoli di aziende primarie deve essere valutata sulla base della valuta in cui l’obbligazione è espressa e non della valuta del Paese in cui l’obbligazione è localizzata. Se non esiste un mercato profondo di titoli di aziende primarie in tale valuta, deve essere utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici;
  - “IAS 34 - *Bilanci intermedi*”; la modifica prevede che le *disclosure* richieste per le situazioni infrannuali devono essere fornite o nel bilancio intermedio o richiamate nel bilancio intermedio attraverso un riferimento ad altro prospetto (es. la relazione degli Amministratori sulla gestione del rischio) che sia disponibile agli utilizzatori del bilancio negli stessi termini e allo stesso tempo del bilancio intermedio.

### 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 a 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 12 mesi chiusi al 30 giugno 2016.

## 2. Principali variazioni area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 giugno 2016, rispetto a quella del 30 giugno 2015 e del 31 dicembre 2015, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

### 2015

- > Cessione, in data 29 gennaio 2015, di SF Energy, joint operation attiva 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, joint operation attiva nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > acquisizione, in data 24 settembre 2015, attraverso la controllata Enel Green Power ("EGP"), di una quota di controllo, pari al 68%, nel capitale di BLP Energy ("BLP"), società operante nel settore delle rinnovabili in India;
- > acquisizione, nel mese di settembre 2015, del residuo 60% del portafoglio di propria pertinenza del Gruppo ENEOP, identificato attraverso un accordo di "Split" con gli altri soci partecipanti all'investimento e la cui acquisizione è stata regolata attraverso la contestuale cessione del 40% che EGP deteneva negli altri due portafogli, trasferiti in favore degli altri soci dello stesso Consorzio;
- > cessione, in data 26 novembre 2015, del Gruppo ENEOP e delle altre società portoghesi partecipate da EGP;
- > consolidamento integrale, a seguito di modifiche intervenute nei patti parasociali nel mese di dicembre 2015, di Osage Wind, società detenuta al 50% da EGP North America e precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > acquisizione di una quota di controllo pari al 78,6% del capitale sociale di Erdwärme Oberland, società operante nella geotermia in Germania;
- > conferimento, effettuato in data 31 dicembre 2015, a una joint venture valutata con il metodo del patrimonio netto (Ultor) detenuta al 50% con il fondo F2i, di Altomonte, EGP San Gillio ed EGP Strambino Solar, società precedentemente interamente controllate.

### 2016

- > Cessione, perfezionata agli inizi di marzo 2016, di Compostilla Re, società già classificata a dicembre 2015 come "posseduta per la vendita";
- > cessione, in data 1° maggio 2016, del 65% di Drift Sand Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti. A partire da tale data la società è valutata con il metodo del patrimonio netto.

### Altre variazioni

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 comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- > 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%;
- > cessione, in data 29 febbraio 2016, di Hydro Dolomiti Enel, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;



- > in data 31 marzo 2016 ha avuto efficacia la scissione non proporzionale di Enel Green Power, mediante la quale – attraverso un aumento di capitale di Enel SpA a servizio della scissione stessa – il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%, con conseguente riduzione delle interessenze di terzi;
- > in data 3 maggio 2016, acquisizione del restante 40% di Maicor Wind, società operante nel settore eolico in Italia, divenendone unico socio.

### Integrazione Enel Green Power

A seguito della stipula dell'atto di scissione in data 25 marzo 2016, con data di efficacia posticipata allo scadere dell'ultimo istante del 31 marzo 2016, si è realizzata la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA ("EGP") in favore di Enel. In sintesi, l'operazione ha comportato:

- > l'assegnazione da parte di EGP in favore di Enel del compendio scisso rappresentato dalla partecipazione totalitaria detenuta dalla stessa EGP in Enel Green Power International, holding di diritto olandese che a sua volta detiene la quasi totalità delle partecipazioni in società operanti nel settore delle energie rinnovabili all'estero nonché di tutte le attività, passività, contratti e rapporti giuridici connessi a tale partecipazione;
- > il mantenimento in capo a EGP di tutti i restanti elementi patrimoniali diversi da quelli che fanno parte del sopra definito compendio (e quindi, essenzialmente, le attività italiane e le residue limitate partecipazioni estere).

Trattandosi di scissione non proporzionale:

- > i soci di EGP diversi da Enel hanno concambiato in azioni Enel tutte le azioni possedute in EGP sulla base del rapporto di concambio di 0,486 azioni Enel in cambio di un'azione EGP;
- > Enel ha concambiato le azioni corrispondenti alla sua partecipazione nel compendio scisso in azioni Enel, le quali sono state contestualmente annullate ai sensi degli art. 2504 *ter*, comma 2, e 2506 *ter*, comma 5, del codice civile.

L'operazione a livello consolidato ha, quindi, comportato:

- > un aumento di 764 milioni di euro del capitale sociale di Enel SpA (pari pertanto al 31 marzo 2016 a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna) per effetto delle azioni emesse a servizio della scissione;
- > un aumento della riserva sovrapprezzo azioni per 2.212 milioni di euro, al fine di riflettere il valore delle azioni emesse a servizio della scissione;
- > una riclassifica da interessenze di terzi a riserve del patrimonio netto di Gruppo per 80 milioni di euro, per riflettere l'incremento della percentuale di interessenza in EGP dal 68,29% al 100%;
- > la riduzione delle interessenze di terzi a fronte degli esborsi finanziari sostenuti per rimborsare gli ex azionisti EGP che hanno esercitato il diritto di recesso (27 milioni di euro);
- > la rilevazione, direttamente a patrimonio netto a deduzione della riserva sovrapprezzo azioni, dei costi di transazione (14 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale).

### Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Aumento capitale sociale	764
Aumento riserva sovrapprezzo azioni	2.212
Corrispettivo per cassa a seguito dell'esercizio del diritto di recesso	27
<b>Costo dell'acquisizione</b>	<b>3.003</b>
<b>Interessenze di terzi acquisite <sup>(1)</sup></b>	<b>(2.026)</b>
Riserva per operazioni su non controlling interest	(977)

(1) Il dato non include la quota relativa a other comprehensive income pari a 80 milioni di euro.

### **Cessione di Hydro Dolomiti Enel**

In data 29 febbraio 2016, si è finalizzata la cessione di Hydro Dolomiti Enel da parte di Enel Produzione. Il prezzo di cessione è stato stimato inizialmente in 335 milioni di euro; successivamente, a seguito della definizione del conguaglio sul prezzo di cessione (negativo per 22 milioni di euro) in applicazione della formula prezzo contrattuale aggiornata con la situazione contabile finale di cessione, si è determinata la plusvalenza da cessione, pari a 124 milioni di euro. L'effetto fiscale associato a tale plusvalenza è stato di circa 2 milioni di euro, tenuto conto dell'applicazione della "participation exemption".

### **Cessione di Compostilla Re**

Agli inizi di marzo 2016 si è finalizzata la cessione di Compostilla Re da parte di Enel Investment Holding. Il prezzo di cessione è stato di 101 milioni di euro (la società ceduta deteneva anche liquidità per circa 111 milioni di euro) e ha generato una plusvalenza di circa 19 milioni di euro.

### **Cessione di Drift Sand Wind Project**

In data 1° maggio 2016 è stata perfezionata la cessione a GE del 65% di Drift Sand Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti. Il prezzo di cessione è stato di 72 milioni di euro e ha generato una plusvalenza di circa 2 milioni di euro e una rimisurazione al fair value del rimanente 35% pari a circa 4 milioni di euro. A partire da tale data la partecipazione residua nella società è stata valutata secondo il metodo del patrimonio netto ed è pari a 42 milioni di euro. L'accordo di vendita prevede altresì una put option a favore di GE per la cessione a Enel Green Power North America dell'intera partecipazione acquisita, che potrà essere esercitata nella remota ipotesi in cui la commercial operation date dell'impianto non dovesse realizzarsi entro il 15 dicembre 2016.

### 3. 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 i due semestri in analisi, si rimanda all'apposita sezione della presente Relazione finanziaria semestrale.

#### Dati economici per area di attività

##### Primo semestre 2016 <sup>(1)</sup>

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	16.797	8.983	4.967	2.111	1.266	26	34.150
Ricavi intersettoriali	413	31	16	117	142	(719)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>17.210</b>	<b>9.014</b>	<b>4.983</b>	<b>2.228</b>	<b>1.408</b>	<b>(693)</b>	<b>34.150</b>
Totale costi	13.760	7.140	3.358	1.867	519	(661)	25.983
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(121)	(18)	-	(8)	31	2	(114)
Ammortamenti	747	756	407	120	358	25	2.413
Impairment	247	177	38	47	8	45	562
Ripristini di valore	-	(124)	-	(8)	-	-	(132)
<b>Risultato operativo</b>	<b>2.335</b>	<b>1.047</b>	<b>1.180</b>	<b>194</b>	<b>554</b>	<b>(100)</b>	<b>5.210</b>
<b>Investimenti</b>	<b>642</b>	<b>396</b>	<b>585</b>	<b>82</b> <sup>(2)</sup>	<b>1.742</b>	<b>18</b>	<b>3.465</b>

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

(2) Il dato non include 249 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

##### Primo semestre 2015 <sup>(1)</sup>

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.389	10.144	5.404	2.215	1.471	9	37.632
Ricavi intersettoriali	489	55	2	159	122	(827)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>18.878</b>	<b>10.199</b>	<b>5.406</b>	<b>2.374</b>	<b>1.593</b>	<b>(818)</b>	<b>37.632</b>
Totale costi	15.839	8.299	3.966	1.985	516	(758)	29.847
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	102	69	(3)	3	1	4	176
Ammortamenti	742	752	456	154	327	15	2.446
Impairment	260	159	34	29	54	2	538
Ripristini di valore	-	(101)	(1)	(2)	-	(3)	(107)
<b>Risultato operativo</b>	<b>2.139</b>	<b>1.159</b>	<b>948</b>	<b>211</b>	<b>697</b>	<b>(70)</b>	<b>5.084</b>
<b>Investimenti</b>	<b>616</b> <sup>(2)</sup>	<b>356</b>	<b>791</b>	<b>85</b> <sup>(3)</sup>	<b>973</b>	<b>16</b>	<b>2.837</b>

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

(2) 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".

## Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 giugno 2016

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.403	23.004	12.230	6.070	15.301	65	79.073
Attività immateriali	1.031	14.818	10.910	900	2.000	32	29.691
Crediti commerciali	8.298	2.021	1.944	350	494	(589)	12.518
Altro	3.626	1.460	534	599	568	(300)	6.487
<b>Attività operative</b>	<b>35.358</b>	<b>41.303</b>	<b>25.618</b>	<b>7.919</b> <sup>(1)</sup>	<b>18.363</b> <sup>(3)</sup>	<b>(792)</b> <sup>(4)</sup>	<b>127.769</b>
Debiti commerciali	6.717	1.719	1.857	624	1.219	(674)	11.462
Fondi diversi	3.471	3.665	903	2.190	263	588	11.080
Altro	7.025	2.843	1.157	1.327	743	(1.316)	11.779
<b>Passività operative</b>	<b>17.213</b>	<b>8.227</b>	<b>3.917</b>	<b>4.141</b> <sup>(2)</sup>	<b>2.225</b>	<b>(1.402)</b> <sup>(5)</sup>	<b>34.321</b>

(1) Di cui 4.425 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 2.330 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 21 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2015

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.441	23.294	11.589	5.767	13.894	66	77.051
Attività immateriali	1.075	14.844	10.197	904	1.994	52	29.066
Crediti commerciali	8.655	2.228	1.777	366	451	(621)	12.856
Altro	3.513	1.445	465	567	476	(389)	6.077
<b>Attività operative</b>	<b>35.684</b>	<b>41.811</b>	<b>24.028</b>	<b>7.604</b> <sup>(1)</sup>	<b>16.815</b>	<b>(892)</b>	<b>125.050</b>
Debiti commerciali	6.928	2.060	1.817	783	1.270	(805)	12.053
Fondi diversi	3.445	3.804	817	2.130	282	581	11.059
Altro	6.852	2.824	1.174	1.312	437	(718)	11.881
<b>Passività operative</b>	<b>17.225</b>	<b>8.688</b>	<b>3.808</b>	<b>4.225</b> <sup>(2)</sup>	<b>1.989</b>	<b>(942)</b>	<b>34.993</b>

(1) Di cui 4.231 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 2.331 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 30.06.2016	al 31.12.2015
<b>Totale attività</b>	<b>156.852</b>	<b>161.179</b>
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	666	607
Attività finanziarie non correnti	3.722	3.274
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività non correnti	495	463
Attività finanziarie correnti	2.771	2.381
Derivati	4.848	7.416
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.515	10.639
Attività per imposte anticipate	6.730	7.386
Crediti per imposte sul reddito	1.281	636
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività correnti	670	706
Attività finanziarie e fiscali di Attività classificate come possedute per la vendita	2.385	2.621
<b>Attività di settore</b>	<b>127.769</b>	<b>125.050</b>
<b>Totale passività</b>	<b>104.201</b>	<b>109.428</b>
Finanziamenti a lungo termine	42.963	44.872
Finanziamenti a breve termine	2.005	2.155
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.851	5.733
Passività finanziarie correnti	997	1.063
Derivati	5.899	7.027
Passività di imposte differite	8.786	8.977
Debiti per imposte sul reddito	785	585
Debiti tributari diversi	1.300	990
Passività finanziarie e fiscali di Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	3.294	3.033
<b>Passività di settore</b>	<b>34.321</b>	<b>34.993</b>

## Ricavi

### 4. Ricavi - Euro 34.150 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Vendita energia elettrica	20.577	23.051	(2.474)	-10,7%
Trasporto energia elettrica	4.687	4.665	22	0,5%
Corrispettivi da gestori di rete	259	398	(139)	-34,9%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	530	604	(74)	-12,3%
Vendita gas	2.149	2.292	(143)	-6,2%
Trasporto gas	320	292	28	9,6%
Vendita di combustibili	3.359	3.290	69	2,1%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	408	436	(28)	-6,4%
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	151	16	135	-
Ricavi da vendita di certificati ambientali	6	493	(487)	-98,8%
Altre vendite e prestazioni	726	788	(62)	-7,9%
<b>Totale ricavi delle vendite e prestazioni</b>	<b>33.172</b>	<b>36.325</b>	<b>(3.153)</b>	<b>-8,7%</b>
Contributi a preventivo e altri contributi	19	11	8	72,7%
Contributi per certificati ambientali e altri incentivi	410	412	(2)	-0,5%
Rimborsi vari	117	79	38	48,1%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	174	184	(10)	-5,4%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	4	45	(41)	-91,1%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	20	12	8	66,7%
Altri proventi	234	564	(330)	-58,5%
<b>Totale altri ricavi e proventi</b>	<b>978</b>	<b>1.307</b>	<b>(329)</b>	<b>-25,2%</b>
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>34.150</b>	<b>37.632</b>	<b>(3.482)</b>	<b>-9,3%</b>

I ricavi da “Vendita di energia elettrica” si attestano nel primo semestre 2016 a 20.577 milioni di euro (23.051 milioni di euro nel primo semestre 2015) e includono i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 13.983 milioni di euro (14.952 milioni di euro nel primo semestre 2015), i ricavi per vendita di energia all’ingrosso (non inclusivi dei corrispettivi da gestori di rete) per 5.616 milioni di euro (6.374 milioni di euro nel primo semestre 2015), nonché i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 978 milioni di euro (1.725 milioni di euro nel primo semestre 2015). La variazione negativa trova riscontro nel calo dei prezzi medi di vendita, nonché nello sfavorevole effetto della variazione dei tassi di cambio e della diminuzione dei volumi intermediati nelle attività di trading. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalle maggiori quantità vendute nel mercato libero in Italia.

I ricavi da “Trasporto di energia elettrica” sono pari nel primo semestre 2016 a 4.687 milioni di euro (4.665 milioni di euro nel primo semestre 2015) e si riferiscono al trasporto di energia destinata a clienti finali per 2.388 milioni di euro (2.366 milioni di euro nell’analogo periodo del 2015) e al trasporto di energia per altri operatori per 2.299 milioni di euro (2.299 milioni di euro nel primo semestre 2015).

I ricavi per “Contributi da operatori istituzionali di mercato” sono pari nel primo semestre 2016 a 530 milioni di euro, in diminuzione di 74 milioni di euro rispetto all’analogo periodo del 2015. La variazione trova riscontro nel minore costo di approvvigionamento dei combustibili nell’area extrapeninsulare spagnola, che ha inciso direttamente nella compensazione che viene ricevuta per la generazione in quell’area.

I ricavi da “Vendita di gas” ammontano a 2.149 milioni di euro e includono vendite ai clienti finali in Italia per 1.133 milioni di euro (1.078 milioni di euro nel primo semestre 2015) e per 1.016 milioni di euro verso clienti finali nel mercato estero (1.214 milioni di euro nel primo semestre 2015). La variazione del periodo risente prevalentemente del calo dei prezzi medi di vendita che hanno più che compensato l’effetto delle maggiori quantità vendute.

I ricavi da “Vendita di combustibili”, pari a 3.359 milioni di euro, includono nel primo semestre 2016 vendite di gas naturale per 3.330 milioni di euro (3.258 milioni di euro nel primo semestre 2015) e vendite di altri combustibili per 29 milioni di euro (32 milioni di euro nel primo semestre 2015); l’incremento del periodo è da riferire sostanzialmente ai maggiori volumi intermediati.

I “ricavi da vendita di certificati ambientali” ammontano a 6 milioni di euro nel primo semestre 2016, in diminuzione di 487 milioni di euro rispetto all’analogo periodo del 2015; la variazione negativa è principalmente connessa alla riduzione delle attività di negoziazione in certificati ambientali e alla rilevazione, nel primo semestre 2015, di ricavi da vendita e misurazione al fair value di certificati ambientali (173 milioni di euro) in base al Regolamento UE n. 389/2013.

Le “Plusvalenze da alienazione di società” nel primo semestre 2016 sono pari a 174 milioni di euro (184 milioni di euro nel primo semestre 2015) e sono prevalentemente riferibili alla plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel, alla rettifica positiva di prezzo di 30 milioni di euro rilevata nel periodo per la cessione di ENEOP (avvenuta nel 2015) e alla plusvalenza di 19 milioni di euro per la cessione di Compostilla RE avvenuta all’inizio del 2016. Nel primo semestre 2015 la voce accoglieva principalmente le plusvalenze derivanti dalle cessioni di SE Hydropower (141 milioni di euro) e di SF Energy (15 milioni di euro).

Gli “Altri proventi”, pari a 234 milioni di euro nel primo semestre 2016, registrano un decremento pari a 330 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente, quando la voce comprendeva i proventi iscritti in virtù delle modifiche regolatorie in Argentina introdotte con la *Resolución* n. 32/2015 e al negative goodwill emergente dall’acquisizione di 3Sun (87 milioni di euro), rilevati nel primo semestre 2015.

## Costi

### 5. Costi - Euro 28.826 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Energia elettrica	8.692	10.878	(2.186)	-20,1%
Combustibili e gas	6.633	7.764	(1.131)	-14,6%
<b>Totale acquisti energia elettrica, combustibili e gas</b>	<b>15.325</b>	<b>18.642</b>	<b>(3.317)</b>	<b>-17,8%</b>
Vettoriamenti passivi	4.743	4.668	75	1,6%
Godimento beni di terzi	268	271	(3)	-1,1%
Altri servizi	2.513	2.645	(132)	-5,0%
Materie prime	506	670	(164)	-24,5%
<b>Totale servizi e altri materiali</b>	<b>8.030</b>	<b>8.254</b>	<b>(224)</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Costo del personale</b>	<b>2.232</b>	<b>2.338</b>	<b>(106)</b>	<b>-4,5%</b>
Ammortamenti delle attività materiali	2.074	2.093	(19)	-0,9%
Ammortamenti delle attività immateriali	339	353	(14)	-4,0%
Impairment e relativi ripristini	430	431	(1)	-0,2%
<b>Totale ammortamenti e impairment</b>	<b>2.843</b>	<b>2.877</b>	<b>(34)</b>	<b>-1,2%</b>
Oneri per certificati ambientali	404	372	32	8,6%
Altri costi operativi	713	886	(173)	-19,5%
<b>Totale altri costi operativi</b>	<b>1.117</b>	<b>1.258</b>	<b>(141)</b>	<b>-11,2%</b>
Costi capitalizzati per materiali	(170)	(158)	(12)	-7,6%
Costi capitalizzati del personale	(307)	(360)	53	14,7%
Altri costi capitalizzati	(244)	(127)	(117)	-92,1%
<b>Totale costi per lavori interni capitalizzati</b>	<b>(721)</b>	<b>(645)</b>	<b>(76)</b>	<b>-11,8%</b>
<b>TOTALE COSTI</b>	<b>28.826</b>	<b>32.724</b>	<b>(3.898)</b>	<b>-11,9%</b>

Gli acquisti di "Energia elettrica" ammontano nel primo semestre 2016 a 8.692 milioni di euro (10.878 milioni di euro nel primo semestre 2015) e includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 1.367 milioni di euro (1.479 milioni di euro nel primo semestre 2015), e dal Gestore dei Mercati Energetici per 705 milioni di euro (636 milioni di euro nel primo semestre 2015). Tale riduzione è essenzialmente connessa al generalizzato effetto decrementativo dei cambi, soprattutto in America Latina

Gli acquisti di "Combustibili e gas", pari a 6.633 nel primo semestre 2016, si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 5.327 milioni di euro (5.504 milioni di euro nel primo semestre 2015) e agli acquisti di altri combustibili per 1.306 milioni di euro (2.260 milioni di euro nel primo semestre 2015).

I costi per "Servizi e altri materiali" nel primo semestre 2016 hanno subito un decremento di 224 milioni di euro rispetto al primo semestre 2015, principalmente per i minori volumi acquistati di certificati ambientali e ai minori vettoriamenti passivi a seguito delle minori quantità di energia elettrica commercializzate.

Il "Costo del personale" del primo semestre del 2016 è pari a 2.232 milioni di euro, con un decremento di 106 milioni di euro (-4,5%), sostanzialmente riferibile al decremento delle consistenze medie in Spagna e soprattutto in Italia.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2016 è pari a 66.666 unità (67.914 al 31 dicembre 2015). Rispetto al 31 dicembre 2015 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si decrementa di 1.248 unità per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo. I movimenti sono allocati geograficamente con la seguente ripartizione: il 7% delle



assunzioni sono state realizzate in Italia, mentre il restante 93% sono distribuite nei Paesi esteri (prevalentemente nei Paesi di presenza di Enel Green Power). Le cessazioni, invece, per circa il 46% sono localizzate in Italia, favorite dall'applicazione dello strumento giuridico art. 4 della legge n. 92/2012 in tema di pensionamento anticipato, mentre il restante 54% si è rilevato all'estero, in particolare in Spagna.

Gli "Ammortamenti e impairment" del primo semestre 2016 ammontano a 2.843 (2.877 milioni di euro nel primo semestre 2015) e registrano un decremento di 34 milioni di euro, sostanzialmente riferibile ai minori adeguamenti netti sul valore di crediti commerciali e dalla riduzione degli ammortamenti che risentono dell'effetto delle perdite di valore rilevate sugli impianti di generazione di Slovacchia e Russia rilevate a fine 2015. Di converso, le perdite di valore del primo semestre 2016 (al netto dei rispettivi ripristini) presentano un decremento di 1 milione di euro, dettagliato nella tabella seguente.

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2016	2015		
<b>Impairment:</b>				
- immobili, impianti e macchinari	9	17	(8)	-47,1%
- attività immateriali	-	25	(25)	-
- crediti commerciali	473	489	(16)	-3,3%
- attività classificate come possedute per la vendita	79	-	79	-
- altre attività	1	7	(6)	-85,7%
<b>Totale impairment</b>	<b>562</b>	<b>538</b>	<b>24</b>	<b>4,46%</b>
<b>Ripristini di valore:</b>				
- immobili, impianti e macchinari	(1)	-	(1)	-
- crediti commerciali	(129)	(106)	(23)	-21,7%
- altre attività	(2)	(1)	(1)	-
<b>Totale ripristini di valore</b>	<b>(132)</b>	<b>(107)</b>	<b>(25)</b>	<b>-23,4%</b>
<b>TOTALE IMPAIRMENT E RELATIVI RIPRISTINI</b>	<b>430</b>	<b>431</b>	<b>(1)</b>	<b>-0,2%</b>

Gli impairment del primo semestre 2016 includono per 39 milioni di euro l'adeguamento al presumibile valore di cessione (derivante dalla trattativa con la controparte) relativamente agli asset in fase di sviluppo nell'Upstream gas in Algeria (licenza Isarene), classificati come posseduti per la vendita al 30 giugno 2016.

Gli "Altri costi operativi", pari a 1.117 milioni di euro nel primo semestre 2016, registrano un decremento di 141 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento risente dei minori oneri per imposte connesse al business elettrico in Spagna, anche a seguito della minore produzione, soprattutto nucleare, del primo semestre 2016 rispetto a quella dell'analogo periodo del 2015, e per i minori costi per rimborsi spettanti ai clienti per le interruzioni estese del servizio elettrico.

## 6. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro (114) milioni

Gli oneri netti derivanti da contratti su commodity valutati al fair value ammontano a 114 milioni di euro e si riferiscono per 234 milioni di euro agli oneri netti realizzati sulle posizioni chiuse nel corso del periodo e per 120 milioni di euro ai proventi netti da valutazione dei contratti derivati su commodity in essere al 30 giugno 2016.

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
<b>Proventi:</b>				
- proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	740	2.962	(2.222)	-75,0%
- proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	4.185	3.625	560	15,4%
<b>Totale proventi</b>	<b>4.925</b>	<b>6.587</b>	<b>(1.662)</b>	<b>-25,2%</b>
<b>Oneri:</b>				
- oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	(620)	(2.923)	2.303	78,8%
- oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	(4.419)	(3.488)	(931)	-26,7%
<b>Totale oneri</b>	<b>(5.039)</b>	<b>(6.411)</b>	<b>1.372</b>	<b>21,4%</b>
<b>PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE</b>	<b>(114)</b>	<b>176</b>	<b>(290)</b>	<b>-</b>

## 7. Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro (858) milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
<b>Proventi da strumenti derivati:</b>				
- proventi da derivati di cash flow hedge	118	1.317	(1.199)	-91,0%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	1.062	694	368	53,0%
- proventi da derivati di fair value hedge	13	16	(3)	-18,8%
<b>Totale proventi da strumenti derivati</b>	<b>1.193</b>	<b>2.027</b>	<b>(834)</b>	<b>-41,1%</b>
<b>Oneri da strumenti derivati:</b>				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(884)	(121)	(763)	-
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(1.164)	(896)	(268)	-29,9%
- oneri da derivati di fair value hedge	(3)	(11)	8	72,7%
<b>Totale oneri da strumenti derivati</b>	<b>(2.051)</b>	<b>(1.028)</b>	<b>(1.023)</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI DA CONTRATTI DERIVATI</b>	<b>(858)</b>	<b>999</b>	<b>(1.857)</b>	<b>-</b>

Gli oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge ammontano a 766 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 102 milioni di euro.

Il saldo della gestione dei derivati di fair value hedge registra invece un saldo netto positivo pari a 10 milioni di euro.

## 8. Altri proventi/(oneri) finanziari - Euro (669) milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	110	101	9	8,9%
Differenze positive di cambio	1.088	327	761	-
Proventi da partecipazioni	8	5	3	60,0%
Altri proventi	142	250	(108)	-43,2%
<b>Totale altri proventi finanziari</b>	<b>1.348</b>	<b>683</b>	<b>665</b>	<b>97,4%</b>
Interessi e altri oneri su debiti finanziari	(1.408)	(1.472)	64	4,3%
Differenze negative di cambio	(317)	(1.309)	992	75,8%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	(94)	(58)	(36)	-62,1%
Attualizzazione altri fondi	(152)	(103)	(49)	-47,6%
Oneri da partecipazioni	-	(2)	2	-
Altri oneri	(46)	(15)	(31)	-
<b>Totale altri oneri finanziari</b>	<b>(2.017)</b>	<b>(2.959)</b>	<b>942</b>	<b>31,8%</b>
<b>TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI</b>	<b>(669)</b>	<b>(2.276)</b>	<b>1.607</b>	<b>70,6%</b>

Gli altri proventi finanziari, pari a 1.348 milioni di euro, registrano un incremento di 665 milioni di euro rispetto al precedente periodo. Tale incremento si riferisce principalmente:

- > all'aumento delle differenze positive di cambio per 761 milioni di euro;
- > all'incremento degli interessi e degli altri proventi da attività finanziarie per 9 milioni di euro, connesso essenzialmente ai maggiori interessi su investimenti finanziari di breve termine;
- > decremento degli altri proventi per 108 milioni di euro, sostanzialmente relativi alla rilevazione effettuata nel primo semestre 2015 dei proventi connessi a 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 (68 milioni di euro), ai minori interessi di mora (17 milioni di euro) e agli interessi rilevati nel primo semestre 2015 sul rimborso dell'ecotassa nella regione di Estremadura in Spagna (10 milioni di euro).

Gli altri oneri finanziari, pari a 2.017 milioni di euro, registrano un decremento di 942 milioni di euro rispetto al primo semestre 2015. La variazione trova riscontro nei seguenti principali fenomeni:

- > decremento degli interessi e altri oneri su debiti finanziari per 64 milioni di euro, connesso essenzialmente al minor indebitamento finanziario netto medio e al minor costo del debito anche per effetto di alcune operazioni di liability management; tali effetti sono parzialmente compensati dagli oneri connessi all'estinzione anticipata, in data 21 gennaio 2016, di obbligazioni emesse dalla Capogruppo;
- > decremento delle differenze negative di cambio per 992 milioni di euro;
- > incremento degli oneri finanziari di attualizzazione dei benefici ai dipendenti per 36 milioni di euro, sostanzialmente connesso a maggiori oneri sul fondo incentivo all'esodo in Spagna;
- > incremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 49 milioni di euro, prevalentemente a seguito della Risoluzione ENRE n. 1/2016 che ha comportato l'attualizzazione di alcune multe pregresse in contenzioso in Argentina.

## 9. Imposte - Euro 1.143 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Imposte correnti	688	1.004	(316)	-31,5%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(39)	(30)	(9)	-30,0%
Imposte differite	(74)	36	(110)	-
Imposte anticipate	568	176	392	-
<b>Totale</b>	<b>1.143</b>	<b>1.186</b>	<b>(43)</b>	<b>-3,6%</b>

Le imposte del primo semestre 2016 ammontano a 1.143 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 30,6% a fronte di un'incidenza del 31,1% nel primo semestre 2015.

La minore incidenza rilevata nel primo semestre del 2016 rispetto a quella dello stesso periodo dell'esercizio precedente è da riferire essenzialmente alla riduzione di aliquota fiscale in Spagna che è passata dal 28% al 25% in parte compensata dal diverso peso nei due periodi a confronto di alcuni elementi reddituali, derivanti da operazioni straordinarie, assoggettati a un regime di sostanziale esenzione (c.d. "regime PEX").

Sul saldo complessivo della voce, pesa anche il maggior riversamento di imposte differite attive rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente per 392 milioni di euro, il quale risulta significativamente influenzato dal decremento di fair value dei derivati passivi di trading.

## 10. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo pari nel primo semestre 2016 a 9.785.018.870 azioni. Con decorrenza 31 marzo 2016, in effetti, il numero delle azioni è passato a 10.166.679.946 incrementandosi di 763.322.151 azioni per effetto dell'operazione di la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel.

Milioni di euro	1° semestre			
	2016	2015	Variazioni	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	1.834	1.833	1	0,1%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	1.834	1.833	1	0,1%
Numero medio di azioni ordinarie del periodo	9.785.018.870	9.403.357.795	381.661.076	4,1%
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,19	0,19	-	-
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,19	0,19	-	-
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

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 periodo.

## 11. Immobili, impianti e macchinari - Euro 75.130 milioni

La movimentazione degli immobili, impianti e macchinari nel corso del primo semestre 2016 è la seguente:

Milioni di euro	
<b>Totale al 31 dicembre 2015</b>	<b>73.307</b>
Investimenti	3.183
Differenza cambi	649
Variazioni perimetro di consolidamento	(107)
Ammortamenti	(2.022)
Impairment e ripristini di valore	(8)
Dismissioni e altri movimenti	128
<b>Totale al 30 giugno 2016</b>	<b>75.130</b>

Gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2016 ammontano a 3.183 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2015 di 597 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2016, distinti per tipologia di impianto.

Milioni di euro	1° semestre	
	2016	2015
<b>Impianti di produzione:</b>		
- termoelettrici	278	317
- idroelettrici	217	401
- geotermoelettrici	132	74
- nucleare	52	59
- con fonti energetiche alternative	1.403	727
<b>Totale impianti di produzione</b>	<b>2.082</b>	<b>1.578</b>
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.084	993
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	17	15
<b>TOTALE</b>	<b>3.183</b>	<b>2.586</b>

Gli investimenti in impianti di produzione ammontano a 2.082 milioni di euro, con un incremento di 504 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 geotermoelettrica realizzati dalla Divisione Energie Rinnovabili. Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 1.084 milioni di euro e risultano in incremento di 91 milioni di euro rispetto al primo semestre 2015, sostanzialmente a seguito degli interventi realizzati per il miglioramento e il mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio in Italia.

La voce "Variazione di perimetro di consolidamento", si riferisce essenzialmente alle modifiche nel controllo di Drift Sand Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti, a seguito della cessione del 65% del capitale sociale. La società è pertanto valutata con il metodo del patrimonio netto.

Gli "Impairment e ripristini di valore" rilevati sugli immobili, impianti e macchinari, pari a 8 milioni di euro, sono relativi principalmente ad alcuni asset minori di pertinenza della Divisione Energie Rinnovabili.

Le “Dismissioni e altri movimenti”, che evidenziano un saldo positivo per 128 milioni di euro, includono l’effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificatamente dedicati a investimenti effettuati per 91 milioni di euro, nonché capitalizzazioni di oneri previsti per lo smantellamento e ripristino siti, al netto di dismissioni di entità non significativa.

## 12. Attività immateriali - Euro 15.862 milioni

La movimentazione delle attività immateriali nel corso del primo semestre 2016 è la seguente:

Milioni di euro	
<b>Totale al 31 dicembre 2015</b>	<b>15.235</b>
Investimenti	282
Differenze cambio	755
Ammortamenti	(339)
Altri movimenti	(71)
<b>Totale al 30 giugno 2016</b>	<b>15.862</b>

La variazione del periodo delle attività immateriali, positiva per complessivi 627 milioni di euro, si riferisce sostanzialmente alle variazioni positive di cambio intervenute nel semestre, pari a 755 milioni di euro, e dagli investimenti del periodo pari 282 milioni di euro. Tali effetti sono stati parzialmente compensati agli ammortamenti del periodo per 339 milioni di euro.

## 13. Avviamento - Euro 13.811 milioni

La movimentazione dell’avviamento nel corso del primo semestre 2016 è la seguente:

Milioni di euro	
<b>Totale al 31 dicembre 2015</b>	<b>13.824</b>
Differenze cambio	(13)
<b>Totale al 30 giugno 2016</b>	<b>13.811</b>

La movimentazione dell’avviamento è dovuta alle variazioni di cambio complessivamente negative per 13 milioni di euro.

Il valore dell'avviamento è così dettagliato:

Milioni di euro

	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Endesa	8.607	8.607	-	-
America Latina	3.285	3.285	-	-
Gruppo Enel Green Power <sup>(1)</sup>	653	666	(13)	-2,0%
Enel Energia	579	579	-	-
Enel Distributie Muntenia	548	548	-	-
Enel Energie Muntenia	113	113	-	-
Nuove energie	26	26	-	-
<b>Totale</b>	<b>13.811</b>	<b>13.824</b>	<b>(13)</b>	<b>-0,1%</b>

(1) Include Enel Green Power España, Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria, Enel Green Power Italia.

La valutazione di impairment delle Cash Generating Unit (CGU) a cui sono allocate le porzioni di avviamento è effettuata annualmente ovvero qualora le circostanze indichino che il valore contabile possa non essere recuperato. Il test è stato effettuato al 31 dicembre 2015 sulla base dei flussi di cassa rivenienti dal piano industriale 2016-2019, predisposto dalla Direzione e 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 2015.

Al 30 giugno 2016 le principali assunzioni applicate per determinare il valore d'uso continuano a essere sostenibili e i risultati del primo semestre 2016 appaiono sostanzialmente in linea con le aspettative riflesse nel piano. Si sottolinea che non sono stati rilevati impairment indicator.

#### 14. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 6.730 milioni ed euro 8.786 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	6.730	7.386	(656)	-8,9%
Passività per imposte differite	8.786	8.977	(191)	-2,1%
di cui:				
Attività per imposte anticipate non compensabili	4.091	2.149	1.942	90,4%
Passività per imposte differite non compensabili	4.572	3.310	1.262	38,1%
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione	1.575	430	1.145	-

La movimentazione delle imposte anticipate e differite rilevata nel periodo è da attribuire prevalentemente alla variazione di valore degli strumenti finanziari derivati (in parte con contropartita nel patrimonio netto per quanto riguarda gli strumenti di cash flow hedge), all'effetto dell'oscillazione dei tassi di cambio nel semestre che ha comportato maggiori imposte differite nette, nonché ad alcuni accantonamenti e rilasci di fondi rischi con deducibilità fiscale differita.

## 15. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 666 milioni

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

Milioni di euro	Quota %		Impatto a Conto economico	Variaz. Perim.	Dividendi	Riclassifica ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movim.	Quota %	
	al 31.12.2015							al 30.06.2016	
<b>Società a controllo congiunto:</b>									
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	63	38,9%	5	-	(9)	-	7	66	43,8%
Empresa de Energía Cundinamarca	29	40,4%	1	-	-	-	2	32	40,4%
RusEnergosbyt	32	49,5%	18	-	-	-	3	53	49,5%
Energie Electrique de Tahaddart	30	32,0%	3	-	(5)	-	-	28	32,0%
PowerCrop	4	50,0%	-	-	-	-	-	4	50,0%
Electrogas	16	50,0%	4	-	(5)	-	(2)	13	42,5%
Transmisora Eléctrica de Quillota	10	50,0%	-	-	-	-	1	11	50,0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	8	51,0%	(1)	-	-	-	3	10	51,0%
Drift Sand Wind Project LLC	-	-	-	42	-	-	-	42	35,0%
<b>Società collegate:</b>									
Ultor	110	50,0%	(2)	-	-	-	(1)	107	
Elica 2	50	30,0%	-	-	-	-	-	50	30,0%
CESI	39	42,7%	5	-	(1)	-	-	43	42,7%
Tecnatom	33	45,0%	(2)	-	-	-	(1)	30	45,0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33,5%	2	-	(3)	-	-	16	33,5%
Terrae	12	20,0%	-	-	-	-	-	12	20,0%
Compañía Eólica Tierras Altas	14	35,6%	-	-	-	-	(1)	13	35,6%
GNL Quinteros	22	20,0%	3	-	(1)	(6)	(18)	-	
Altre minori	118		16	-	(5)	-	7	136	
<b>Totale</b>	<b>607</b>		<b>52</b>	<b>42</b>	<b>(29)</b>	<b>(6)</b>	<b>-</b>	<b>666</b>	

La movimentazione del periodo risente del risultato positivo di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method, nonché delle "Variazioni di perimetro" connesse essenzialmente alle modifiche nel controllo di Drift Sand Wind Project a seguito della cessione del 65% del capitale sociale.

Si segnala inoltre la riclassifica ad "Attività possedute per la vendita" della quota azionaria detenuta in GNL Quinteros, società cilena operante nella rigassificazione di gas naturale, per la quale sono state avviate dal management procedure finalizzate alla vendita.



## 16. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 30.06.2016	al 31.12.2015	al 30.06.2016	al 31.12.2015
Contratti derivati attivi	1.972	2.343	2.876	5.073
Contratti derivati passivi	2.860	1.518	3.039	5.509

Per i commenti relativi ai contratti derivati si rimanda alle Note 24.1 e seguenti.

## 17. Altre attività finanziarie non correnti - Euro 3.722 milioni

Milioni di euro			Variazioni	
	al 30.06.2016	al 31.12.2015		
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	198	181	17	9,4%
Partecipazioni in altre imprese	50	56	(6)	-10,7%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 24.1)	2.585	2.335	250	10,7%
Accordi per servizi in concessione	826	631	195	30,9%
Risconti attivi finanziari non correnti	63	71	(8)	-11,3%
<b>Totale</b>	<b>3.722</b>	<b>3.274</b>	<b>448</b>	<b>13,7%</b>

La voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value", pari a 198 milioni di euro, si riferisce essenzialmente, all'investimento in Bayan Resources per 189 milioni di euro (175 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include le partecipazioni per le quali il valore di mercato 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.

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. L'incremento del periodo, pari a 195 milioni di euro, si riferisce principalmente agli investimenti effettuati sulla rete di distribuzione in concessione in Brasile, solo parzialmente compensata dall'effetto derivante dall'apprezzamento dell'euro.

## 18. Crediti commerciali - Euro 12.499 milioni

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 1.939 milioni di euro, a fronte di un saldo iniziale pari a 2.085 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
<b>Totale al 31 dicembre 2015</b>	<b>2.085</b>
Accantonamenti	424
Rilasci	(81)
Utilizzi	(281)
Altri movimenti	(208)
<b>Totale al 30 giugno 2016</b>	<b>1.939</b>

Gli altri movimenti si riferiscono sostanzialmente alle variazioni nei cambi.

## 19. Altre attività finanziarie correnti - Euro 2.771 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta (vedi Nota 20)	2.700	2.241	459	20,5%
Altre	71	140	(69)	-49,3%
<b>Totale</b>	<b>2.771</b>	<b>2.381</b>	<b>390</b>	<b>16,4%</b>

## 20. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - Euro 38.138 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 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Finanziamenti a lungo termine	20.1	42.963	44.872	(1.909)	-4,3%
Finanziamenti a breve termine	20.2	2.005	2.155	(150)	-7,0%
Altri debiti finanziari correnti <sup>(1)</sup>		119	-	119	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	20.1	3.851	5.733	(1.882)	-32,8%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	20.3	(2.585)	(2.335)	(250)	-10,7%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	20.4	(2.700)	(2.241)	(459)	-20,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(5.515)	(10.639)	5.124	48,2%
<b>Totale</b>		<b>38.138</b>	<b>37.545</b>	<b>593</b>	<b>1,6%</b>

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2016 e al 31 dicembre 2015, 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 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	248	582	(334)	-57,4%
Depositi bancari e postali	5.267	10.057	(4.790)	-47,6%
Titoli	30	1	29	-
<b>Liquidità</b>	<b>5.545</b>	<b>10.640</b>	<b>(5.095)</b>	<b>-47,9%</b>
Crediti finanziari a breve termine	1.820	1.324	496	37,5%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	101	147	(46)	-31,3%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	749	769	(20)	-2,6%
<b>Crediti finanziari correnti</b>	<b>2.670</b>	<b>2.240</b>	<b>430</b>	<b>19,2%</b>
Debiti verso banche	(488)	(180)	(308)	-
Commercial paper	(482)	(213)	(269)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(916)	(844)	(72)	-8,5%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(2.669)	(4.570)	1.901	41,6%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(266)	(319)	53	16,6%
Altri debiti finanziari correnti <sup>(1)</sup>	(1.154)	(1.762)	608	34,5%
<b>Totale debiti finanziari correnti</b>	<b>(5.975)</b>	<b>(7.888)</b>	<b>1.913</b>	<b>24,3%</b>
<b>Posizione finanziaria corrente netta</b>	<b>2.240</b>	<b>4.992</b>	<b>(2.752)</b>	<b>-55,1%</b>
Debiti verso banche e istituti finanziari	(7.532)	(6.863)	(669)	-9,7%
Obbligazioni	(33.560)	(35.987)	2.427	6,7%
Debiti verso altri finanziatori	(1.871)	(2.022)	151	7,5%
<b>Posizione finanziaria non corrente</b>	<b>(42.963)</b>	<b>(44.872)</b>	<b>1.909</b>	<b>4,3%</b>
<b>POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB</b>	<b>(40.723)</b>	<b>(39.880)</b>	<b>(843)</b>	<b>-2,1%</b>
<b>Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine</b>	<b>2.585</b>	<b>2.335</b>	<b>250</b>	<b>10,7%</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(38.138)</b>	<b>(37.545)</b>	<b>(593)</b>	<b>-1,6%</b>

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

## 20.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 46.814 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 30.06.2016			al 31.12.2015	Variazione
	Totale	Di cui quota corrente	Di cui quota oltre i 12 mesi		
Obbligazioni	36.229	2.669	33.560	40.557	(4.328)
Finanziamenti bancari	8.448	916	7.532	7.707	741
Debiti verso altri finanziatori	2.137	266	1.871	2.341	(204)
<b>Totale</b>	<b>46.814</b>	<b>3.851</b>	<b>42.963</b>	<b>50.605</b>	<b>(3.791)</b>

Nella tabella che segue viene esposto il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2016.

Millioni di euro	Scadenza	al 30.06.2016				al 31.12.2015	
		Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Saldo contabile	Fair value
<b>Obbligazioni:</b>							
- tasso fisso quotate	2016-2097 <sup>(1)</sup>	26.403	32.175	2.254	24.149	29.809	34.897
- tasso variabile quotate	2016-2031	3.303	3.709	350	2.953	4.076	4.190
- tasso fisso non quotate	2017-2039	5.339	6.247	-	5.339	5.436	6.186
- tasso variabile non quotate	2016-2032	1.184	1.153	65	1.119	1.236	1.193
<b>Totale obbligazioni</b>		<b>36.229</b>	<b>43.284</b>	<b>2.669</b>	<b>33.560</b>	<b>40.557</b>	<b>46.466</b>

(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 e il 2023). Il costo ammortizzato è stato corrispondentemente calcolato sulla base della medesima assunzione.

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 829 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.

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

Millioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Tasso medio di interesse in vigore		Tasso di interesse effettivo in vigore
			al 30.06.2016	al 31.12.2015	
<b>Euro</b>	<b>26.824</b>	<b>27.438</b>	<b>3,72%</b>	<b>3,72%</b>	<b>4,14%</b>
Dollaro USA	9.814	9.900	6,19%	6,19%	6,37%
Sterlina inglese	5.132	5.191	6,08%	6,08%	6,24%
Peso colombiano	1.675	1.675	11,32%	11,32%	11,32%
Real brasiliano	1.075	1.090	14,66%	14,66%	14,76%
Franchi svizzeri	533	534	3,07%	3,07%	3,13%
Peso cileno/UF	470	481	10,15%	10,15%	11,02%
Sol peruviano	441	441	6,24%	6,24%	6,24%
Rublo russo	280	280	12,20%	12,20%	12,20%
Yen giapponese	276	276	2,43%	2,43%	2,46%
Altre valute	294	303			
<b>Totale valute non euro</b>	<b>19.990</b>	<b>20.171</b>			
<b>TOTALE</b>	<b>46.814</b>	<b>47.609</b>			

## Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro		Rimborsi	Movimentaz. obbligazioni proprie	Operaz. di exchange	Nuove emissioni	Differenze cambio	
	al 31.12.2015						al 30.06.2016
Obbligazioni	41.063	(3.879)	(21)	183	195	(576)	36.965
Finanziamenti	10.096	(794)	-	-	1.114	228	10.644
<b>Totale</b>	<b>51.159</b>	<b>(4.673)</b>	<b>(21)</b>	<b>183</b>	<b>1.309</b>	<b>(348)</b>	<b>47.609</b>

Rispetto al 31 dicembre 2015, il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine registra un decremento di 3.550 milioni di euro, quale saldo di 4.673 milioni di euro di rimborsi, di 1.309 milioni di euro di nuovi finanziamenti, di 183 milioni di euro di operazioni di exchange, di 21 milioni di euro relativi alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio e di 348 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio.

I principali rimborsi effettuati nel corso del primo semestre 2016 si riferiscono a:

- > prestiti obbligazionari per 3.879 milioni di euro, sostanzialmente relativi a:
  - 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di febbraio 2016;
  - 2.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di febbraio 2016;
  - 750 milioni di euro relativi al riacquisto di obbligazioni proprie a tasso fisso da parte di Enel SpA;
  - un controvalore di 98 milioni di euro relativi ai prestiti obbligazionari delle società latinoamericane in Brasile, Cile e Colombia;
- > finanziamenti bancari per 794 milioni di euro, di cui:
  - 132 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa;
  - 42 milioni di euro relativi ai rimborsi di finanziamenti da parte di Enel Green Power SpA;
  - un controvalore di 98 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari delle società latinoamericane di Argentina e Brasile;
  - 236 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari di società appartenenti al Gruppo Enel Green Power;
  - 110 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari agevolati da parte di Enel Distribuzione;
  - 36 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari agevolati da parte di Enel Produzione;
  - un controvalore di 140 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari da parte di Enel Russia.

Le principali emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2016 si riferiscono a:

- > emissione di un corporate bond da parte di Emgesa, in data 11 febbraio 2016, per 525 miliardi di pesos colombiani (pari a circa 162 milioni di euro);
- > finanziamenti bancari per 1.114 milioni di euro, principalmente relativi a:
  - la stipula da parte di Codensa nel mese di marzo e giugno 2016 con Bank of Tokyo di finanziamenti bancari per 362 miliardi di pesos colombiani (equivalenti a 110 milioni di euro);
  - la stipula da parte di Ampla nel corso del primo semestre 2016 di finanziamenti bancari pari a 112 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 100 milioni di euro);
  - la stipula da parte di Endesa Chile nel corso del primo semestre 2016 di finanziamenti bancari pari a 200 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 180 milioni di euro);
  - la stipula da parte delle società del Gruppo Enel Green Power di nuovi finanziamenti bancari nel corso del primo semestre 2016 per 368 milioni di euro, di cui i principali sono riferibili a finanziamenti contratti dalle società brasiliane per un controvalore in euro di 267 milioni di euro;

- la stipula da parte di Enel Russia nel mese di marzo 2016 di finanziamenti bancari pari a 10 miliardi di rubli russi (equivalenti a 140 milioni di euro);
  - il tiraggio da parte di Endesa di linee di credito committed per 98 milioni di euro;
- > debiti verso altri finanziatori per 89 milioni di euro.

Inoltre, nel corso del mese di maggio 2016, 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 giugno 2026 ("Exchange offer"). L'importo scambiato (1.074 milioni di euro) e quello riemesso (1.257 milioni) hanno generato un afflusso netto di cassa pari a 183 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 5.458 milioni di euro e con scadenze comprese tra il 2017 e il 2023.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del primo semestre 2016 si evidenzia la stipula con Bankia da parte di Endesa l'11 febbraio 2016 di una linea di credito di 125 milioni di euro, della durata di tre anni; al 30 giugno 2016 la linea risultava utilizzata per 2 milioni di euro.

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 2015.

## 20.2 Finanziamenti a breve termine - Euro 2.005 milioni

Al 30 giugno 2016 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 2.005 milioni di euro, registrando un decremento di 150 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro				
	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Debiti verso banche a breve termine	488	180	308	-
Commercial paper	482	213	269	-
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	994	1.698	(704)	-41,5%
Altri debiti finanziari a breve termine <sup>(1)</sup>	41	64	(23)	-35,9%
<b>Indebitamento finanziario a breve</b>	<b>2.005</b>	<b>2.155</b>	<b>(150)</b>	<b>-7,0%</b>

(1) Non include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

Le commercial paper pari a 482 milioni di euro si riferiscono per 375 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 107 milioni di euro al programma di International Endesa nell'ambito di un programma complessivo da 3.000 milioni di euro.

### 20.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - Euro 2.585 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	117	(117)	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit or loss)	43	45	(2)	-4,4%
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	429	-	429	-
- titoli valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit or loss)	1	-	1	-
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	3	2	1	50,0%
Crediti finanziari diversi	2.109	2.171	(62)	-2,9%
<b>Totale</b>	<b>2.585</b>	<b>2.335</b>	<b>250</b>	<b>10,7%</b>

I "Titoli detenuti sino a scadenza" sono stati riclassificati tra i "Titoli disponibili per la vendita" per avere una maggiore flessibilità operativa.

I "Titoli disponibili per la vendita" si incrementano per 429 milioni di euro, oltre per la riclassifica sopra citata, a seguito di una maggiore liquidità investita in bond dalle società assicurative olandesi.

I "Crediti finanziari diversi" includono, tra gli altri, crediti verso CSEA (Cassa per i Servizi Elettrici e Ambientali, già Cassa Conguaglio del Settore Elettrico) relativi alla sostituzione anticipata dei contatori per 363 milioni di euro (386 al 31 dicembre 2015), i crediti relativi al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Pensione Elettrici per 308 milioni di euro (336 milioni di euro al 31 dicembre 2015), il credito verso FONINVENEM a seguito del riconoscimento da parte dell'Autorità argentina della trasformazione in dollari statunitensi del credito relativo alla costruzione dell'impianto Vuelta de Obligado per 312 milioni di euro (308 milioni di euro al 31 dicembre 2015), nonché i crediti vantati dalle società di generazione argentina nei confronti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e depositato nel FONINVENEM per 67 milioni di euro (78 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

### 20.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 2.700 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazioni	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	749	769	(20)	-2,6%
Crediti per factoring	101	147	(46)	-31,3%
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	1	(1)	-
Crediti finanziari e cash collateral	1.631	1.020	611	59,9%
Altre	219	304	(85)	-28,0%
<b>Totale</b>	<b>2.700</b>	<b>2.241</b>	<b>459</b>	<b>20,5%</b>

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 180 milioni di euro (291 milioni di euro al 31 dicembre 2015). La variazione del periodo risente essenzialmente dei nuovi crediti maturati nel primo semestre 2016, più che compensati dagli incassi ottenuti nel periodo.

## 21. Attività/Passività possedute per la vendita - Euro 1.210 milioni

Nella seguente tabella è esposta la composizione delle due voci, rispettivamente al 30 giugno 2016 e al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro

	Attività possedute per la vendita			Passività possedute per la vendita		
	al 30 giugno 2016	al 31 dicembre 2015	Variazione	al 30 giugno 2016	al 31 dicembre 2015	Variazione
Slovenské elektrárne	6.784	6.549	235	5.606	5.335	271
Altre minori	51	305	(254)	19	29	(10)
<b>Totale</b>	<b>6.835</b>	<b>6.854</b>	<b>(19)</b>	<b>5.625</b>	<b>5.364</b>	<b>261</b>

La variazione del periodo risente sostanzialmente delle cessioni di Hydro Dolomiti Enel e di Compostilla Re, nonché dell'incremento di valore di attività e passività di Slovenské elektrárne, che al 30 giugno 2016 costituisce la quasi totalità della voce, a cui si è aggiunta nel primo semestre 2016 la partecipazione in GNL Quinteros.

Per quanto riguarda Slovenské elektrárne, 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 e assunzioni utilizzate per la identificazione del presumibile valore di realizzo rispetto a quanto effettuato ai fini del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015.

Si segnala, inoltre, che il saldo della voce include il saldo della partecipazione in GNL Quinteros (6 milioni di euro), le attività relative a Enel Longanesi Development Srl (26 milioni di euro) e alcuni asset in fase di sviluppo nell'Upstream gas in Algeria (licenza Isarene, 4 milioni di euro).

## 22. Patrimonio netto totale - Euro 52.651 milioni

### 22.1 Patrimonio netto del Gruppo - Euro 34.641 milioni

#### Capitale sociale - Euro 10.167 milioni

Al 30 giugno 2016 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Tale importo risulta quindi incrementato di euro 763.322.151, rispetto al precedente ammontare di euro 9.403.357.795 registrato al 31 dicembre 2015, per effetto dell'operazione di scissione parziale non proporzionale della controllata Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA che ha avuto effetto a decorrere dal 31 marzo 2016.

Al 30 giugno 2016, 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, gli unici azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,59% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 4,97% del capitale sociale, posseduto tramite controllate, a titolo di gestione del risparmio).

L'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 28 maggio 2016 ha deliberato un dividendo per l'intero esercizio 2015 pari a 16 centesimi di euro per azione per un importo complessivo di 1.627 milioni di euro. Tale dividendo è stato messo in pagamento – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 22 giugno 2016, previo stacco della cedola in data 20 giugno 2016.



### **Riserve diverse - Euro 4.811 milioni**

#### **Riserva per sovrapprezzo azioni - Euro 7.490 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. 2.430 del codice civile. La movimentazione del periodo, pari a 2.198 milioni di euro, è relativa all'aumento di capitale sopraccitato e include i costi di transazione al netto del relativo effetto fiscale per 14 milioni di euro.

#### **Riserva legale - Euro 2.034 milioni**

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

#### **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 il relativo ammontare non costituisce distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

#### **Riserva conversione bilanci in valuta estera - Euro (1.318) milioni**

La variazione positiva del periodo, pari a 638 milioni di euro, è dovuta agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate, oltre che alla variazione di perimetro, pari a 119 milioni di euro, a seguito dell'acquisizione del 31,71% di Enel Green Power SpA per effetto dell'operazione di scissione parziale non proporzionale.

#### **Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - Euro (1.918) milioni**

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

#### **Riserve da valutazione di attività finanziarie disponibili per la vendita - Euro 157 milioni**

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

#### **Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (68) 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.

#### **Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti - Euro (550) 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 2015 e conseguentemente, nel prospetto dell'utile complessivo del periodo non sono stati rilevati né utili né perdite attuariali.

#### **Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - Euro (2.108) milioni**

Tale riserva accoglie le minusvalenze e le plusvalenze realizzate, inclusive dei costi di transazione, a seguito della cessione a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo.

### Riserva da acquisizioni su “non controlling interest” - Euro (1.170) milioni

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

### Utili e perdite accumulate - Euro 19.663 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	Variazioni					
	Utili/(Perdite) rilevati a patr. netto nel periodo	Rilasciati a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui inter. di terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	1.116	-	-	1.116	519	597
Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati di cash flow hedge	(1.884)	1.243	125	(516)	(546)	30
Riserva da variazione di fair value delle attività finanziarie destinate alla vendita	38	(6)	(4)	28	27	1
Quota OCI di società collegate valutate a equity	(35)	5	2	(28)	(14)	(14)
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	-	-	-	-	-	-
<b>Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto</b>	<b>(765)</b>	<b>1.242</b>	<b>123</b>	<b>600</b>	<b>(14)</b>	<b>614</b>

### 22.2 Interessenze di terzi - Euro 18.010 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 2016	al 31 dicembre 2015	al 30 giugno 2016	al 30 giugno 2015
Gruppo Endesa	6.793	6.742	223	235
Gruppo Enel Latinoamérica	8.793	8.052	425	383
Gruppo Enel Investment Holding	822	803	29	18
Gruppo Slovenské elektrárne	387	386	3	(3)
Gruppo Enel Green Power	1.215	3.392	78	163
<b>Totale</b>	<b>18.010</b>	<b>19.375</b>	<b>758</b>	<b>796</b>

Si segnala che il decremento della quota attribuibile alle interessenze di terzi nel primo semestre 2016 risente dell'operazione di scissione non proporzionale di Enel Green Power SpA, mediante la quale il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%.

### 23. Fondi rischi e oneri - Euro 6.780 milioni

Milioni di euro	Non corrente	Corrente	Totale Fondi rischi e oneri
<b>Al 31 dicembre 2015</b>	<b>5.192</b>	<b>1.630</b>	<b>6.822</b>
Accantonamenti	177	211	388
Utilizzi	(235)	(204)	(439)
Rilasci	(137)	(34)	(171)
Oneri da attualizzazione	89	75	164
Differenze cambio	44	-	44
Altri movimenti	42	(70)	(28)
<b>Al 30 giugno 2016</b>	<b>5.172</b>	<b>1.608</b>	<b>6.780</b>

La voce include al 30 giugno 2016, tra gli altri, il fondo per decommissioning nucleare relativo agli impianti spagnoli per 571 milioni di euro (528 milioni di euro al 31 dicembre 2015), il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 602 milioni di euro (622 milioni di euro al 31 dicembre 2015), il fondo oneri per incentivo all'esodo per 2.512 milioni di euro (2.653 milioni di euro al 31 dicembre 2015), il fondo contenzioso legale per 800 milioni di euro (809 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e il fondo per certificati ambientali per 169 milioni di euro (19 milioni di euro a fine 2015).

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. La variazione relativa al fondo per certificati ambientali si riferisce invece essenzialmente agli accantonamenti in Italia per quote di emissioni inquinanti.

### 24. 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 2015. Nei sottoparagrafi seguenti, sono evidenziati i saldi contabili relativi a strumenti derivati, distinti per ciascuna voce dello Stato patrimoniale consolidato.

#### 24.1 Contratti derivati inclusi in Attività non correnti - Euro 1.972 milioni

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

Milioni di euro

	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazione
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>			
- tassi	-	116	(116)
- cambi	1.823	2.163	(340)
- commodity	69	5	64
<b>Totale derivati di cash flow hedge</b>	<b>1.892</b>	<b>2.284</b>	<b>(392)</b>
<b>Derivati di fair value hedge:</b>			
- tassi	48	46	2
- cambi	-	-	-
<b>Totale derivati di fair value hedge</b>	<b>48</b>	<b>46</b>	<b>2</b>
<b>Derivati di trading:</b>			
- tassi	4	2	2
- cambi	3	5	(2)
- commodity	25	6	19
<b>Totale derivati di trading</b>	<b>32</b>	<b>13</b>	<b>19</b>
<b>TOTALE</b>	<b>1.972</b>	<b>2.343</b>	<b>(371)</b>

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. Il decremento del loro fair value è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2016.

I derivati su tasso di interesse in cash flow hedge presentano un decremento di 116 milioni di euro, mentre quelli in fair value hedge un incremento di 2 milioni di euro; entrambe le variazioni sono connesse alla generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso del primo semestre 2016. Per i derivati di cash flow hedge tale riduzione ha determinato una riclassificazione pari a 116 milioni di euro dalle "Attività non correnti" e alle "Passività non correnti".

I derivati su commodity di cash flow hedge sono relativi a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione per un fair value di 54 milioni di euro, a contratti derivati su gas e commodity petrolifere per 13 milioni di euro e su energia per 2 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading è riferito alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 12 milioni di euro, a operazioni in derivati su CO<sub>2</sub> per 8 milioni di euro e su energia per 5 milioni di euro.

## 24.2 Contratti derivati inclusi in Attività correnti - Euro 2.876 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 rischio e per designazione.

Milioni di euro			
	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazione
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>			
- tassi	1	1	-
- cambi	133	280	(147)
- commodity	293	326	(33)
<b>Totale derivati di cash flow hedge</b>	<b>427</b>	<b>607</b>	<b>(180)</b>
<b>Derivati di trading:</b>			
- tassi	-	-	-
- cambi	33	63	(30)
- commodity	2.416	4.403	(1.987)
<b>Totale derivati di trading</b>	<b>2.449</b>	<b>4.466</b>	<b>(2.017)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>2.876</b>	<b>5.073</b>	<b>(2.197)</b>

I derivati su cambi, sia di cash flow hedge sia 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.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 216 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia e carbone per 77 milioni di euro.

I derivati su commodity di trading sono relativi alle coperture su gas e commodity petrolifere per un fair value di 1.367 milioni di euro, a coperture su energia per 706 milioni di euro e a transazioni su CO<sub>2</sub> e carbone per complessivi 343 milioni di euro. Sono ricomprese in tali valori anche quelle operazioni 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.

## 24.3 Contratti derivati inclusi in Passività non correnti - Euro 2.860 milioni

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

Milioni di euro			
	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazione
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>			
- tassi	945	459	486
- cambi	1.785	1.006	779
- commodity	71	12	59
<b>Totale derivati di cash flow hedge</b>	<b>2.801</b>	<b>1.477</b>	<b>1.324</b>
<b>Derivati di trading:</b>			
- tassi	16	16	-
- cambi	30	18	12
- commodity	13	7	6
<b>Totale derivati di trading</b>	<b>59</b>	<b>41</b>	<b>18</b>
<b>TOTALE</b>	<b>2.860</b>	<b>1.518</b>	<b>1.342</b>

Analogamente a quanto già commentato nelle attività finanziarie non correnti, il peggioramento del fair value dei derivati di cash flow hedge sui tassi di interesse è dovuto principalmente alla generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso del primo semestre 2016 e a nuove coperture concluse nel corso del primo semestre per 51 milioni di euro.

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 peggioramento del fair value rispetto al 31 dicembre 2015 è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2016.

I derivati di trading su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio 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 si riferiscono a transazioni su CO<sub>2</sub> per 37 milioni di euro, a coperture su gas e petrolio per 20 milioni di euro e su energia per 14 milioni di euro. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di trading è riferito alle coperture su energia per un ammontare di 9 milioni di euro e a operazioni in derivati su carbone e su gas per complessivi 4 milioni di euro.

#### 24.4 Contratti derivati inclusi in Passività correnti - Euro 3.039 milioni

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

Milioni di euro	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazione
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>			
- tassi	1	2	(1)
- cambi	125	96	29
- commodity	316	677	(361)
<b>Totale derivati di cash flow hedge</b>	<b>442</b>	<b>775</b>	<b>(333)</b>
<b>Derivati di fair value hedge:</b>			
- cambi	5	-	5
<b>Totale derivati di fair value hedge</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>5</b>
<b>Derivati di trading:</b>			
- tassi	86	65	21
- cambi	191	43	148
- commodity	2.315	4.626	(2.311)
<b>Totale derivati di trading</b>	<b>2.592</b>	<b>4.734</b>	<b>(2.142)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>3.039</b>	<b>5.509</b>	<b>(2.470)</b>

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

I derivati di trading su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio 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 gas e commodity petrolifere per un fair value di 206 milioni di euro, a transazioni su CO<sub>2</sub> per 87 milioni di euro e a coperture su energia per 23 milioni di euro. I derivati su commodity classificati di trading includono contratti derivati relativi a combustibili e altre commodity per un fair value di 1.680 milioni di euro e operazioni su energia per un fair value di 635 milioni di euro.

## 25. 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 (c.d. "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) sia 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 (così come evidenziati nelle Note 45 e 46 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015), 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 2015.

## 26. 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 indirettamente 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 Leonardo (già 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.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere nel primo semestre 2016 e 2015 e al 30 giugno 2016 e al 31 dicembre 2015.



Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° semestre 2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
<b>Rapporti economici</b>													
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	23	596	812	694	95	38	65	-	2.323	42	2.365	33.172	7,1%
Altri ricavi	-	-	-	-	175	-	2	-	177	-	177	978	18,1%
Altri proventi finanziari	-	-	9	-	-	-	-	-	9	4	13	1.348	1,0%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	1.367	705	45	548	1	-	-	-	2.666	68	2.734	15.325	17,8%
Costi per servizi e altri materiali	-	32	1.011	80	2	41	20	-	1.186	49	1.235	8.030	15,4%
Altri costi operativi	1	125	-	-	-	-	-	-	126	-	126	1.117	11,3%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	2	-	-	-	-	-	2	-	2	(114)	-1,8%
Altri oneri finanziari	-	-	10	-	1	-	-	-	11	14	25	2.017	1,2%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 30.06.2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.06.2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
<b>Rapporti patrimoniali</b>													
Altre attività non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	908	-
Crediti commerciali	8	238	547	83	79	1	37	-	993	25	1.018	12.499	8,1%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	2.771	0,1%
Altre attività correnti	-	10	3	4	240	-	1	-	258	20	278	3.284	8,5%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	5	-	5	-	5	1.598	0,3%
Debiti commerciali	436	259	383	226	1.133	46	20	-	2.503	34	2.537	11.243	22,6%
Altre passività finanziarie correnti	-	-	1	-	-	1	-	-	2	-	2	997	0,2%
Altre passività correnti	-	-	2	-	-	-	2	-	4	-	4	11.375	-
Derivati passivi non correnti	-	-	3	-	-	-	-	-	3	-	3	2.860	0,1%
<b>Altre informazioni</b>													
Garanzie rilasciate	-	280	250	-	-	-	76	-	606	-	606		
Garanzie ricevute	-	-	-	-	-	-	6	-	6	-	6		
Impegni	-	-	2	8	-	-	12	-	22	-	22		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° semestre 2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
<b>Rapporti economici</b>													
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%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	1.479	636	53	638	2	-	26	-	2.834	160	2.994	18.642	16,1%
Costi per 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	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
<b>Rapporti patrimoniali</b>													
Crediti commerciali	-	217	473	116	68	5	15	-	894	43	937	12.797	7,3%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2.381	0,1%
Altre attività correnti	-	4	25	-	69	5	2	-	105	30	135	2.898	4,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	4	1.549	0,3%
Debiti commerciali	620	373	376	184	1.256	38	27	-	2.874	37	2.911	11.775	24,7%
Altre passività correnti	-	-	8	-	-	1	4	-	13	1	14	11.222	0,1%
<b>Altre informazioni</b>													
Garanzie rilasciate	-	280	253	-	-	-	1	-	534	-	534		
Garanzie ricevute	-	-	-	150	-	8	27	-	185	-	185		
Impegni	-	-	2	21	-	-	14	-	37	-	37		

## 27. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro	al 30.06.2016	al 31.12.2015	Variazione
<b>Garanzie prestate:</b>			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	7.501	6.701	800
<b>Impegni assunti verso fornitori per:</b>			
- acquisti di energia elettrica	61.817	48.733	13.084
- acquisti di combustibili	49.639	64.114	(14.475)
- forniture varie	1.695	1.725	(30)
- appalti	1.896	1.905	(9)
- altre tipologie	4.033	2.895	1.138
<b>Totale</b>	<b>119.080</b>	<b>119.372</b>	<b>(292)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>126.581</b>	<b>126.073</b>	<b>508</b>

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2016 a 61.817 milioni di euro, di cui 18.348 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2016-2020, 12.825 milioni di euro relativi al periodo 2021-2025, 9.845 milioni di euro al periodo 2026-2030 e i rimanenti 20.799 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 2016 a 49.639 milioni di euro, di cui 27.061 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2016-2020, 13.507 milioni di euro relativi al periodo 2021-2025, 7.830 milioni di euro al periodo 2026-2030 e i rimanenti 1.241 milioni di euro con scadenza successiva.

## 28. Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2015 a cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

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

La Corte d'Appello di Venezia ha fissato la prima udienza per il 15 settembre 2016.

### Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud - Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, è in corso davanti il Tribunale di Brindisi un procedimento penale nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione – citata quale responsabile civile nel corso del 2013 – per i reati di danneggiamento e getto pericoloso di cose riguardo a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale con riferimento a condotte che si sarebbero verificate dal 1999 al 2011. Terminata la fase istruttoria, si prevede l'emissione della sentenza per fine settembre, inizi di ottobre 2016.

Sono inoltre in corso processi penali presso i Tribunali di Reggio Calabria e Vibo Valentia nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi. Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile.

Il procedimento penale dinanzi al Tribunale di Reggio Calabria si è concluso all'udienza del 23 giugno 2016. Con questa sentenza il Tribunale ha assolto la quasi totalità degli imputati Enel dai principali reati, perché il fatto non sussiste. In un solo caso ha proclamato la prescrizione. Parimenti è stata proclamata la prescrizione per tutti i restanti reati, di minore rilevanza penale. Il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia è stato rinviato dal 28 giugno 2016 al 4 maggio 2017 per i medesimi incombenti e cioè per sentire gli ultimi testi indicati dagli altri imputati.

### **Contenzioso BEG**

Albania BEG Ambient Shpk nel marzo 2014 ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al tribunale dello Stato di New York per ottenere il riconoscimento in detto Stato della sentenza albanese. In data 27 aprile 2015, Enel SpA ed Enelpower SpA hanno chiesto che il giudizio sia rimesso dal tribunale dello Stato di New York alla Corte Federale. Con decisione del 10 marzo 2016 la Corte Federale ha deciso di non avere la competenza rinviando il procedimento davanti al giudice dello Stato di New York e pertanto il procedimento prosegue in tale sede.

In relazione al procedimento pendente in Olanda, la Corte d'Appello dell'Aja, con decisione del 9 febbraio 2016, ha accolto i ricorsi disponendo la revoca dei provvedimenti cautelari previo rilascio di una garanzia da parte di Enel per l'importo di 440 milioni di euro e di una controgaranzia da parte di Albania BEG Ambient Shpk di 50 milioni di euro circa (valore stimato dei danni di Enel ed Enelpower in relazione ai citati sequestri conservativi e al rilascio della garanzia bancaria).

La garanzia di Enel è stata rilasciata in data 30 marzo 2016 e pertanto i provvedimenti cautelari sono revocati da tale data. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la propria controgaranzia entro il termine di tre settimane e pertanto la garanzia di Enel non è più vigente dal 20 aprile 2016. Il 4 aprile 2016, Albania BEG Ambient ha impugnato la sentenza del 9 febbraio 2016 dinanzi alla Corte di Cassazione olandese. Enel ed Enelpower si sono costituite il 20 maggio 2016

Inoltre, a fine luglio 2014, Albania BEG Ambient Shpk ha promosso un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda, nel contesto del quale a fine gennaio 2016 si è tenuta l'ultima udienza. Il 29 giugno 2016, il Tribunale ha depositato la sentenza, con cui: (i) ha statuito che la sentenza albanese soddisfa i requisiti per il riconoscimento e l'esecuzione nei Paesi Bassi; (ii) ha ordinato a Enel ed Enelpower di pagare Euro 433,091,870.00 ad Albania BEG Ambient, oltre spese e accessori per euro 60.673,78; (iii) ha respinto la richiesta di Albania BEG Ambient di dichiarare la sentenza provvisoriamente esecutiva.

Il 29 giugno 2016, Enel ed Enelpower hanno presentato appello avverso la sentenza. L'appello ha effetto devolutivo pieno (c.d. "*de novo*"); infatti la Corte di Appello riesaminerà l'intero oggetto del contendere. Pertanto, Enel ed Enelpower potranno far valere nuovamente *in toto* le proprie argomentazioni.

Il 14 luglio 2016, ABA ha notificato un sequestro conservativo sulla base di un provvedimento cautelare emesso *inaudita altera parte* per l'importo di 440 milioni di euro presso alcune entità e il pignoramento delle azioni di tre società controllate da Enel SpA nei Paesi Bassi. Enel interporrà ricorso avverso tali provvedimenti cautelari.

### **Contenzioso Basilus (già Meridional) - Brasile**

Basilus ha presentato un ulteriore ricorso dinanzi al Tribunal Superior de Justiça di Brasilia, che è stato respinto. Basilus ha impugnato quest'ultima decisione avanti alle corti competenti e il giudice ha deciso di sospendere l'emissione della decisione per effettuare approfondimenti sulla causa.

### **Contenzioso Coperva - Brasile**

Coelce ha ottenuto decisioni favorevoli in primo grado e in appello ma Coperva ha presentato un'ulteriore ricorso (*Embargo de Aclaración*) che è stato rigettato con sentenza dell'11 gennaio 2016. Coperva ha presentato un ricorso straordinario davanti al Superior Tribunal de Justiça in data 3 febbraio 2016 e il procedimento è attualmente in corso.

### **El Quimbo (Colombia)**

Con successiva decisione del Tribunale Amministrativo del Huila dell'11 aprile 2016 è stata confermata la revoca temporanea della misura cautelare per la durata di sei mesi fino al 16 ottobre 2016, Emgesa ha presentato un progetto volto a garantire certi livelli di ossigeno e sta attualmente analizzando i commenti fatti da parte del giudice.

### **Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania**

In data 5 luglio 2013 Electrica ha notificato a Enel, Enel Investment Holding, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia (limitatamente ad alcune pretese) una domanda arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di danni per asserite violazioni di specifiche clausole del Privatization Agreement. Viene, in particolare, richiesto il pagamento di penali per circa 800 milioni di euro, oltre interessi e ulteriori danni da quantificare.

In data 18 luglio 2016 è stato notificato il lodo con il quale il Tribunale Arbitrale all'unanimità ha rigettato integralmente le pretese di SAPE dichiarando le richieste inammissibili o infondate e ha condannato quest'ultima al pagamento delle spese del procedimento arbitrale; SAPE potrebbe impugnare il lodo entro il termine di 30 giorni dalla notifica.

Inoltre, in data 29 settembre 2014 SAPE ha notificato a Enel ed Enel Investment Holding un'ulteriore domanda di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di pagamento di circa 500 milioni di euro (oltre interessi) in relazione all'esercizio da parte di SAPE di un'opzione put prevista nel Privatization Agreement e relativa a una quota pari al 13,57% delle azioni detenute da SAPE nelle società Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia. Il procedimento è in corso di svolgimento e l'udienza si è tenuta a luglio 2016.

In data 20 aprile 2016 SAPE ha presentato un'ulteriore domanda di arbitrato dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed Enel Investment Holding BV in relazione alla mancata distribuzione dei dividendi relativi all'anno 2012 più gli interessi. Il procedimento è nella fase preliminare.

### **Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia**

In data 9 marzo 2015 è stato letto in udienza il dispositivo della decisione del tribunale di appello che, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado, ha dichiarato la nullità dello stesso contratto.

Slovenské elektrárne ("SE") ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione stessa davanti alla Corte Suprema. In udienza in data 29 giugno 2016 è stata letta la decisione sul ricorso straordinario e la Corte Suprema ha rigettato tale richiesta. Al momento si è in attesa di ricevere il dispositivo della sentenza.

Inoltre, SE ha presentato una 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. Al momento si attende la decisione sulla competenza della Corte per decidere in merito alla domanda.

Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") ha avviato un ulteriore procedimento nei confronti di SE 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 respinge tale richiesta e ha chiesto l'interruzione di detti procedimenti in attesa della decisione del procedimento del Public Procurement Office (PPO). I procedimenti relativi al periodo 2006-2010 sono stati sospesi mentre per quelli del periodo 2011-2012 si è in attesa della decisione sulla sospensione. In relazione agli anni 2013 e 2014, SE ha presentato un ricorso straordinario avverso il rigetto dell'interruzione degli stessi.

## CIS e Interporto Campano

Con lodo depositato il 31 gennaio 2015, il primo arbitrato ha individuato la responsabilità dell'appaltatore e un concorso di colpa del CIS e di Enel Green Power ("EGP") con condanna di EGP al pagamento dell'importo di circa 2,5 milioni, pari alla metà dei danni ammessi al risarcimento.

Le parti hanno promosso appello avverso il predetto lodo e, alla prima udienza del 20 aprile 2016, il Collegio ha trasmesso gli atti al Presidente della Sezione per la riunione dei diversi procedimenti pendenti. Quest'ultimo, nel mese di maggio 2016, ha disposto la riunione dei predetti procedimenti pendenti.

## Procedimento amministrativo cautelare e arbitrato Chucas

PH Chucas SA ("Chucas") è una società di progetto costituita da Enel Green Power Costa Rica SA a seguito dell'aggiudicazione di una gara bandita nel 2007 dall'Istituto Costarricense de Electricidad ("ICE") per la realizzazione di un impianto idroelettrico da 50 MW e la vendita dell'energia prodotta dalla centrale alla stessa ICE in base a un contratto build, operation and transfer ("BOT"). Tale schema contrattuale prevede, da parte di Chucas, la costruzione, la gestione dell'impianto per 20 anni e il successivo trasferimento a ICE dello stesso.

In base al contratto BOT sottoscritto, l'impianto sarebbe dovuto entrare in operazione il 26 settembre 2014. Per diverse ragioni – tra queste inondazioni, frane, slittamento dei versanti della montagna – il progetto ha subito un incremento dei costi e ritardi nella realizzazione, con conseguente ritardo nella obbligazione di fornitura di energia. Chucas ha presentato nel 2012 e nel 2013 istanze amministrative a ICE per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti e di una proroga per l'inizio dell'entrata in esercizio dell'impianto. L'ICE ha rigettato tale istanza nel corso del 2015 e ha anche notificato due multe per circa 9 milioni di dollari statunitensi relative ai ritardi nella messa in esercizio dell'impianto. A seguito della richiesta cautelare di Chucas, il pagamento delle multe è stato sospeso.

Inoltre, essendo stata respinta da ICE l'istanza amministrativa, in conformità a quanto previsto nel contratto BOT, in data 27 maggio 2015, Chucas ha avviato un procedimento arbitrale di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE. In data 29 settembre 2015 si è costituito il Collegio Arbitrale. Il procedimento è in corso di svolgimento e si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Inoltre, in data 3 ottobre 2015, in considerazione di una serie di violazioni di obblighi contrattuali (tra cui il mancato rispetto del termine per la conclusione dei lavori) da parte del Consorzio FCC Construcción America SA e FCC Construcción SA (FCC) – incaricato della realizzazione di alcuni dei lavori dell'impianto idroelettrico – Chucas ha notificato la risoluzione del contratto per inadempimento procedendo anche all'escussione delle garanzie rilasciate in suo favore. Tuttavia, le garanzie non sono state incassate in attesa della risoluzione di un procedimento cautelare avviato da FCC a Panama. Successivamente, in data 27 ottobre 2015, FCC ha presentato richiesta di arbitrato presso la Camera Arbitrale di Commercio di Parigi. Nel proprio Statement of Claim, depositato in data 8 giugno 2016 FCC ha richiesto il pagamento di circa 36 milioni di dollari statunitensi e un'estensione del termine per completare i lavori di circa 200 giorni. Chucas si è costituita nel procedimento con apposita domanda riconvenzionale quantificando – in via provvisoria – la propria pretesa risarcitoria in via preliminare in almeno 30 milioni di dollari statunitensi e dovrà depositare il proprio statement of defence e aggiornare il counterclaim entro il 16 settembre 2016.

## Contenzioso fiscale - termini versamento ICMS - Ampla - Brasile

In data 25 ottobre 2015, Ampla ha depositato la sentenza emessa dalla Suprema Corte di Brasilia (pubblicata in data 2 ottobre 2015) che ha ritenuto incostituzionale l'anticipo dei termini di versamento dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*). Conseguentemente, nel 2016 l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha annullato l'azione legale risolvendo, quindi, il giudizio in favore di Ampla.



## **Contenzioso fiscale - withholding tax - Endesa Brasil - Brasile**

A luglio 2016 si è conclusa a favore dell'Amministrazione Finanziaria la prima istanza. Conseguentemente, Endesa Brasil proseguirà il contenzioso appellando la decisione in secondo grado amministrativo. Il valore complessivo della causa al 30 giugno 2016 è di circa 68 milioni di euro.

## **29. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo**

### **Avvio di un hub per l'innovazione in Israele**

In data 11 luglio 2016, Enel ha lanciato il suo hub per l'innovazione in Israele a Tel Aviv. Enel ha scelto di collaborare con SOSA & The Junction, una delle community per l'innovazione di maggior successo in Israele, con l'obiettivo di creare uno sportello unico in grado di offrire soluzioni alle start up israeliane disposte a sviluppare e realizzare prodotti e servizi all'avanguardia con ricadute economiche e sociali. Enel Innovation Hub si propone di fare scouting ogni anno per individuare fino a 20 start up israeliane ad alto potenziale offrendo loro un programma di supporto dedicato.

### **Cessione di Enel Longanesi Development**

Il 13 luglio 2016, Enel ha perfezionato la vendita di tutte le attività italiane (costituite da 21 tra istanze e permessi di esplorazione onshore e offshore) nel settore upstream gas detenute attraverso la sua controllata al 100% Enel Longanesi Developments ad AleAnna Europa Srl, filiale della statunitense AleAnna Resources, operante nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi. Il massimo corrispettivo per la vendita è di 30 milioni di euro, di cui una parte, pari a circa 7 milioni di euro, è stata incassata immediatamente mentre la quota restante potrà essere incassata in più tranche a partire dall'entrata in produzione del giacimento di gas Longanesi in Emilia Romagna, prevista per il 2018, in funzione dei prezzi del mercato del gas.

### **Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in Indonesia**

Il 14 luglio 2016, Enel Green Power ("EGP"), in consorzio con l'indonesiana PT Optima Nusantara Energi ("PT ONE"), specializzata nello sviluppo di progetti geotermici, si è aggiudicata il diritto di esplorazione e realizzazione del progetto da 55 MW di Way Ratai, situato nell'omonima area che si trova nella provincia di Lampung, in Indonesia. Il progetto, aggiudicato in seguito alla gara indetta lo scorso dicembre dal ministero dell'Energia e Risorse Minerali, sarà il primo sviluppato da Enel nel Paese e segnerà l'ingresso dell'azienda nel mercato delle rinnovabili indonesiano. Per la fase di esplorazione di Way Ratai Enel investirà fino a 30 milioni di dollari statunitensi, come previsto dai programmi di investimento dell'ultimo Piano strategico di Gruppo.

La realizzazione dell'impianto geotermico, che dipenderà dai risultati dell'esplorazione, sarà completata e messa in esercizio nel 2022. EGP e PT ONE creeranno appositamente per il progetto una società, di cui EGP avrà la quota di maggioranza. In accordo con il regolamento di gara, l'energia prodotta dall'impianto, che si prevede ammonti a circa 430 GWh all'anno, sarà venduta all'utility statale PLN in base a un accordo di vendita trentennale (Power Purchase Agreement - PPA).

### **Convenzione per la banda larga nel Comune di Catania**

Il 19 luglio 2016 il comune di Catania ed Enel OpEn Fiber ("EOF") hanno firmato la prima convenzione che permette la posa di fibra ottica sull'intero territorio comunale. EOF è interessata a realizzare una rete di telecomunicazioni a banda ultra larga in fibra ottica per la città di Catania, assicurandone al contempo la relativa gestione e manutenzione, nonché a offrire diritti di accesso wholesale a condizioni tecniche ed economiche non discriminatorie a tutti gli attori che ne facciano richiesta. Il piano di Enel OpEn Fiber per la città di Catania prevede l'inizio dei lavori a settembre 2016, con una copertura del 50% delle unità immobiliari entro giugno 2017 e dell'80% entro fine settembre del 2018 per un totale di 115.000 unità immobiliari cablate, 200 km di rete interrata e 360 km di rete aerea. La fibra ottica verrà portata fino a casa dei clienti in modalità Fiber to the Home (FTTH) in grado di supportare velocità di trasmissione fino a 1 Gbps, sia in

download sia in upload. EOF ha stipulato separatamente con Vodafone e Wind, in questa prima fase della partnership, un contratto relativo alla cablatrice dei primi 10 comuni previsti dal suo piano di sviluppo della banda ultralarga. Gli accordi stipulati prevedono che Vodafone e Wind attivino nuovi clienti sulla rete che EOF dovrà realizzare, garantendo una copertura pari ad almeno l'80% delle unità immobiliari di ciascun comune, con le tempistiche indicate nel piano di roll-out. EOF assicurerà anche la gestione e manutenzione della nuova infrastruttura.

### **La Commissione Europea autorizza la cessione di Slovenské elektrárne**

In data 26 luglio 2016 la Commissione Europea ha dato il via libera alla cessione di Slovenské elektrárne, società controllata dal Gruppo Enel che opera nell'ambito della generazione in Slovacchia, al Gruppo EPH in quanto ritiene che l'operazione non dà luogo a problemi di concorrenza.

### **Enel Green Power International cede Enel Green Power España a Endesa Generación**

In data 27 luglio 2016 Enel ha annunciato che Enel Green Power International BV ("EGPI"), società interamente posseduta da Enel, ed Endesa Generación SA ("Endesa Generación"), società interamente posseduta da Endesa SA, hanno sottoscritto e dato contestuale esecuzione all'accordo per la cessione, da parte di EGPI, del 60% del capitale di Enel Green Power España SL ("EGPE") a Endesa Generación, che essendo già titolare del restante 40% del capitale di EGPE, a seguito di questa operazione ne è divenuta unico socio. Il corrispettivo versato da Endesa Generación per la quota di capitale acquisita è risultato pari a 1.207 milioni di euro.

Da un punto di vista contabile l'operazione non è destinata a produrre effetti sul Conto economico consolidato di Gruppo, essendo stata effettuata tra società sottoposte a comune controllo.

Si segnala infine che, ai fini della determinazione del corrispettivo, i consigli di amministrazione di EGPI e di Endesa hanno adottato metodi di valutazione comunemente utilizzati a livello internazionale e si sono avvalsi di advisor finanziari di riconosciuta professionalità, i quali hanno rilasciato in proposito apposite fairness opinion. Nel rispetto della normativa spagnola di riferimento, il consiglio di amministrazione di Endesa ha approvato l'operazione previo parere favorevole del Comité de Auditoría y Cumplimiento e con il voto espresso esclusivamente da parte dei consiglieri indipendenti.

# **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 2016, 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 applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2016 e il 30 giugno 2016.
  
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 2016:
    - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dall'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
    - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
    - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
  
  - 3.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul Bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 28 luglio 2016

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 2016**

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 2016, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione 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
<b>Controllante</b>									
Enel SpA	Roma	Italia	9.403.357.795,00	EUR	Holding industriale	Holding			100,00%
<b>Controllate</b>									
(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%	51,00%
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 e infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	17,65%	17,65%
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%	62,48%
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%	100,00%
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%	60,00%
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%	51,00%
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%	80,00%
Agrupación Acefhat AIE	Barcelona	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%	44,90%
Albany Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
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%	99,91%
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%	88,04%
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	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Ultor Srl	100,00%	50,00%
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%	100,00%
Ampla Energía e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	129.823,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra Inversud SA Chilectra Américas SA Enel Brasil SA Enersis Américas SA	21,02% 10,34% 46,89% 21,38%	55,79%
Annandale Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Aquenergy Systems LLC	Greenville (South Carolina)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Aquila Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	59,87%
Astronomy & Energy SpA	Santiago	Cile	5.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	99,91%
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	14.285,71	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Atwater Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	100,00%	100,00%
Aurora Land Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Solar Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Avikiran Solar India Private Limited	Haryana	India	100.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	68,00%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	0,51% 99,00%	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	Posseduta per la vendita	Sweetwater Hydroelectric LLC Enel Green Power North America Inc.	90,00% 10,00%	100,00%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Valley Power Company LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. (Cataldo) Hydro Power Associates	25,00% 75,00%	63,25%
BLP Energy Private Limited	New Delhi	India	30.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Development BV	68,00%	68,00%
BLP Vayu (Project 1) Private Limited	Haryana	India	7.500.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	68,00%
BLP Vayu (Project 2) Private Limited	Haryana	India	45.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	68,00%
BLP Wind Project (Amberi) Private Limited	New Delhi	India	5.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	68,00%
Boiro Energia SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	35,22%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Boott Hydropower LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Idaho LLC Enel Green Power North America Inc.	68,00% 32,00%	100,00%
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%	100,00%
Braila Power SA	Chiscani	Romania	1.900.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	29,93%	29,93%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
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%	100,00%
Bypass Limited LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Bypass Power Company LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%
Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,01% 49,99%	35,05%
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%	98,49%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc. Enel Alberta Wind Inc.	99,90% 0,10%	100,00%
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Puerto del Rosario	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
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%
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 Guejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	29,32%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,36%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione di impianti elettrici	Equity	Hydroeléctrica El Chocón SA Central Dock Sud SA Endesa Costanera SA	33,20% 6,40% 1,30%	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%



Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Nuclenor SA Endesa Generación SA	0,69% 23,57%	16,76%
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Kalná nad Hronom	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, studio e consulenza, ingegneria, progettazione, certificazione, consulenza	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%	35,05%
Cherokee Falls Hydroelectric Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Black River LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Idaho LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Chilectra Américas SA	Santiago	Cile	137.790.701.668,00	CLP	Holding. Distribuzione di energia	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA Enersis Américas SA	0,00% 99,08%	60,06%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	569.020.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	100,00%	60,07%
Chilectra SA	Santiago	Cile	230.137.980.270,00	CLP	Holding di partecipazioni. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis Chile SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	99,09% 0,00%	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	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Wind Holdings LLC	100,00%	51,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Posseduta per la vendita	Slovenské elektrárne AS	35,00%	23,10%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Codensa SA ESP	Bogotá	Colombia	13.209.330.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis Américas SA Chilectra Américas SA	39,13% 9,35%	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%	17,61%
Cogeneración Lipsa SL	Barcelona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	17,61%
Comercializadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA Enersis Américas SA	45,00% 55,00%	49,70%
Compagnia Porto Di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	22.372.000,00	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	Enel Brasil SA Enersis Américas SA	58,87% 15,18%	39,32%
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 Ltda	Buenos Aires	Argentina	14.012.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis Américas SA Endesa Argentina SA	55,00% 45,00%	49,70%
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 Chile 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%	31,37%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	Integrale	Enel Produzione SpA Enel Ingegneria e Ricerca SpA	51,00% 49,00%	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%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	81,82%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	44,02%
Copenhagen Hydro LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
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%	22,01%
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%	99,91%
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%	99,91%
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%	99,91%
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%	99,91%
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%	99,91%
Danax Energy (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
De Rock'l Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power International BV	100,00% 0,00%	100,00%
Depuracion Destilacion Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	35,22%
Desarrollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	13.564.350,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	100,00%
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Cile	351.604.338,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Electrica Panguipulli SA	100,00%	99,91%
Dietrich Drop LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
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	Endesa Red SA Hidroeléctrica de Catalunya SL	55,00% 45,00%	70,10%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	Bogotá	Colombia	1.000.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Codensa SA ESP	49,00%	14,37%
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%	70,10%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.610.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Américas SA Chilectra Américas SA Enersis Américas SA	0,89% 23,42% 27,19%	30,87%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	279.282,23	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Guatemala SA	99,96% 0,04%	100,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	35,00%	35,00%
Drift Sand Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Eastwood Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Edegel SA	Lima	Perù	2.302.143.514,88	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Generandes Perú SA Endesa Américas SA	54,20% 29,40%	35,53%
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%	100,00%
EGP Energy Storage Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Solar Holdings LLC	100,00%	51,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Stillwater LLC	100,00%	51,00%
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
EGP NA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%
EGP NA Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP NA Renewable Energy Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGP NA REP Holdings LLC	51,00%	51,00%
EGP NA REP Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP NA REP Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGP NA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	51,00%
EGP NA REP Solar Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGP NA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	51,00%
EGP NA REP Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	51,00%
EGP NA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Wind Holdings LLC	100,00%	51,00%
El Dorado Hydro LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	809.690,40	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA Enel SpA	40,99% 4,32%	33,05%
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power International BV	100,00% 0,00%	100,00%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,10%
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%	60,00%
Electrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Generalima SA Enersis Américas SA	20,00% 80,00%	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%	33,27%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.820,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,05%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.130,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,05%
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%	100,00%
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	Colombia	655.222.310.000,00	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Enersis Américas SA	26,87% 21,61%	22,87%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empresa Carbonifera Del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis Américas SA Inversiones Distrilima SA	24,00% 51,68%	45,79%
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá	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	Chilectra Américas SA Distrielec Inversora SA Enersis Américas SA	20,85% 56,36% 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 Luz Andes Ltda	100,00% 0,00%	60,07%
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Generalima SA Electrica Cabo Blanco SA	36,50% 60,00%	58,50%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile Ltda	0,01% 99,99%	99,91%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	175.774.920.733,00	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	552.777.320.871,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis Chile 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%	50,95%
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 Américas SA	Santiago	Cile	778.936.764.259,00	CLP	Holding. Produzione di energia	Integrale	Enersis Américas SA	59,98%	36,36%
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA Endesa Américas SA	0,34% 99,66%	36,36%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Comercializaçao de Energia SA	Oporto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energia SA	100,00%	70,10%
Endesa Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Southern Cone Power Argentina SA Endesa Américas SA Endesa Argentina SA	1,15% 24,85% 49,68%	27,52%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	12.981.860,00	EUR	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	2.000.000,00	EUR	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	4.621.003.006,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Generación Nuclear	Siviglia	Spagna	60.000,00	EUR	Subholding di partecipazioni nel settore nucleare	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	0,40%	70,21%
							Endesa Energía SA	0,20%	
							Endesa Generación SA	99,20%	
							Energías de Aragón II SL	0,20%	
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.940.379.737,02	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcelona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Red SA	Barcelona	Spagna	719.901.728,28	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Iberoamérica Srl	70,10%	70,10%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
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%	100,00%
Enel Atlantic Canada Limited Partnership	Newfoundland	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Newind Group Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Enel Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.320.049.091,42	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra Inversud SA	5,94%	51,15%
							Chilectra Américas SA	5,33%	
							Edegel SA	4,00%	
							Endesa Américas SA	34,64%	
							Energis Américas SA	50,09%	
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%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	51,00%
Enel Distribuție Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distribuție Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distribuție Muntenia SA	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
E-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 Energy South Africa	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
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%	50,06%
Enel France Sas	Parigi	Francia	34.937.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Posseduta per la vendita	Enel Investment Holding BV	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 Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	51,00%
Enel GP Newfoundland and Labrador Inc.	Newfoundland	Canada	1.000,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Wind Holdings LLC	100,00%	51,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Bom Jesus da Lapa Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	2.131.724.676,70	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power International BV	0,01% 99,99%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	99,91%
Enel Green Power Colombia	Bogotá	Colombia	300.000.000,00	COP	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	144.640.892,85	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%	100,00%
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%	99,90%
Enel Green Power Cristalândia II Eólica SA	Brasile	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
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 Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	70.379.344,85	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	23.054.973,26	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	7.298.322,77	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	24.624.368,53	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
Enel Green Power Delfina e Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	24.623.467,93	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%

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 Brasil Participações Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
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%	100,00%
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 Enel Green Power Latin America Ltda	99,00% 0,00%	99,00%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	177.500.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Endesa Generación SA	60,00% 40,00%	88,04%
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 Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	70,00%
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%	57,23%
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Holding Company	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	98,00% 2,00%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99%	99,99%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Nortá Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.639.346,69	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.639.346,69	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
Enel Green Power Ituverava sul Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	8.513.128,89	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%



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	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	Kenya	100.000,00	KES	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1,00%	100,00%
							Enel Green Power International BV	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%	99,91%
							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%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	2.399.774.165,00	MXN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	100,00%
							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 Brasil SA	1,00%	99,51%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
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 Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	99,51%
							Enel Brasil SA	1,00%	
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%	99,00%
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%	99,00%
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	Brasile	8.513.128,89	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	Namibia	100,00	NAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Nova Lapa Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda B Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda C Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	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 Green Power Nova Olinda Sul Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Paranapanema SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	178.670.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
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	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	93.855.088,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Empresa Electrica Panguipulli SA	99,90% 0,01%	99,91%
Enel Green Power Primavera Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power RA SAE	Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Rusu de Sus (Nușeni)	Romania	2.430.631.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	120,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Salto Apicás SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	14.412.120,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Altomonte Fv Srl	80,00%	40,00%
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%	99,00%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power SHU SAE	Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	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 Green Power Singapore Pte. Ltd.	Singapore	Singapore	50.000,00	SGD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Altomonte Fv Srl	60,00%	30,00%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.765.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Tefnut SAE	Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	Istanbul	Turchia	61.654.658,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	51,00%
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	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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	897.375,00	EUR	Ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi	Posseduta per la vendita	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	E-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%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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 Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel OpEn Fiber SpA	Milano	Italia	5.000.000,00	EUR	Installazione di impianti elettronici (inclusa manutenzione e riparazione)	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%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Romania Srl	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Prestazioni di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Rus Wind Generation LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	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%	51,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Dobrogea SA Enel Distributie Banat 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	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,99% 0,01%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	51,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
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 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 Latin America Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Enelpower Spa	Milano	Italia	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Energética de Rosselló AIE	Barcelona	Spagna	3.606.060,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	27,00%	23,77%
Energética Monzón SAC.	Lima	Perù	6.462.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Perú SA Empresa Electrica Panguipulli SA	99,99% 0,00%	99,90%
Energía de La Loma SA	Jean	Spagna	4.450.000,00	EUR	Bio-masse	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	52,82%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	99,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energia Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	100,00%	100,00%
Energia Limpia de Palo Alto S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	650.863.671,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	100,00%
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%	24,98%
Energia Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	41.582.307,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01% 99,90%	99,91%
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 International BV Enel Green Power Guatemala SA	99,96% 0,04%	100,00%
Energias Alternativas Del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	5.589.393,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	53,77%	47,34%
Energias de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Energias de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	88,04%
Energias de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	58,70%
Energias 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%	60,24%
Energias 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%	67,79%
Energias 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%	70,43%
Energias 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%	88,04%
Energias 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%	44,02%
Energias Renovables La Mata SAPI de CV	Città del Messico	Messico	656.615.400,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energia Nueva de Iguu S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	100,00%
Energie Electricque de Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	750.400.000,00	MAD	Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación SA	32,00%	22,43%
Energoslužby AS (In Liquidazione)	Trnava	Slovacchia	33.194,00	EUR	Prestazioni 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	Posseduta per la vendita	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%	39,62%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	100,00%
Enerisis Américas SA	Santiago	Cile	3.575.339.011.549,00	CLP	Holding, Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Iberoamérica Srl Enel Latinoamérica SA	20,30% 40,32%	60,62%
Enerisis Chile SA	Santiago	Cile	2.229.108.974.538,00	CLP	Holding, Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Iberoamérica Srl Enel Latinoamérica SA	20,30% 40,32%	60,62%
Eólica Del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	44,90%
Eólica Del Principado SAU	Oviedo	Spagna	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	35,22%
Eólica Fazenda Nova - Geração e	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
Comercializaçao de Energia SA									
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%	44,46%
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201,54	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power México S de RL de Cv	39,50% 56,98%	96,48%
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%	70,43%
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%	48,42%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura (Las Palmas)	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	35,22%
Eólicas de La Patagonia SA (in liquidazione)	Buenos Aires	Argentina	480.930,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	50,00%	44,02%
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%	35,22%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz deTenerife	Spagna	420.708,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	44,02%
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%	52,82%
Erdwärme Oberland GmbH	Monaco	Germania	116.667,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	78,57%	78,57%
Erecozal SL	Saragozza	Spagna	18.030,36	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	33,00%	29,05%
Essex Company LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448.000,00	UYU	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Uruguay SA	100,00%	100,00%
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%	61,63%
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%	64,80%
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%	57,23%
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%	79,24%
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%	79,24%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Fowler Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Fuentes Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Renovables de Guatemala SA	60,00% 40,00%	100,00%
Fulcrum LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Garob Wind Farm (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186,00	USD	Produzione di energia elettrica	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA Gas Atacama SA	0,05% 99,90%	36,80%
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Inversiones Gasatagama Holding Ltda	100,00%	36,82%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma di Maiorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gas Atacama Chile SA	42,71%	36,80%
							Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,03%	
							Gas Atacama SA	57,23%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Integrale	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	0,12%	36,80%
							Gas Atacama Chile SA	99,88%	
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Gauley River Management Corporation	Williston (Vermont)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Gauley River Power Partners LLC	Williston (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	
Generadora Eolica Alto Pacora SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Generadora Estrella Solar SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Generadora Fotovoltaica Chiriquí SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
Generadora Solar Tolé SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Eneris Américas SA	100,00%	60,62%
Generandes Perú SA	Lima	Perù	853.429.020,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Eneris Américas SA	39,00%	45,82%
							Endesa Américas SA	61,00%	
Geotermica Del Norte SA	Santiago	Cile	242.363.019.702,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	79,24%	79,17%
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%	60,00%
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%
Gnl Norte SA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Generazione di energia elettrica	Integrale	Gasoducto Taltal SA	50,00%	36,80%
							Gas Atacama Chile SA	50,00%	
Gnl Quintero SA	Santiago	Cile	114.057.353,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Posseduta per la vendita	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	7,27%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	51,00%
Goodyear Lake Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Gorona Del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	30.936.736,00	EUR	Sviluppo e manutenzione del impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,27%
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%	70,10%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	1.145.400,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power International BV	0,00%	
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hastings Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
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%	99,91%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcelona	Spagna	126.210,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Hidroeléctrica de Oroul SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	26,41%
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%	65,00%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Américas SA Endesa Argentina SA Hidroinvest SA	2,48% 6,19% 59,00%	23,77%
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%	99,99%
Hidroflamicell SL	Barcelona	Spagna	78.120,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	52,58%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Argentina SA Endesa Américas SA	54,15% 41,94%	34,94%
Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación SA Endesa Generación Portugal SA	90,00% 10,00%	70,11%
High Shoals LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	44,90%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hydro Development Group Acquisition LLC	Albany (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Hydro Energies Corporation	Williston (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Hydrogen Park-Marghera Per L'idrogeno Srl	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%	100,00%
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	Compañía Eléctrica Tarapacá SA Empresa Nacional de Electricidad SA	99,00% 1,00%	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%	70,10%
International Multimedia University Srl (in fallimento)	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione a distanza	-	Enel Italia Srl	13,04%	13,04%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	714.233.174,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Eneris Américas SA Chilectra Américas SA	69,85% 30,15%	60,45%
Inversiones Gasatagama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA Empresa Nacional de Electricidad SA	50,00% 50,00%	36,82%



Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Inversora Codensa Sas	Bogotá	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 Américas 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%	100,00%
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%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Kelley's Falls LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Kromschroeder SA	Barcelona	Spagna	627.126,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Red SA	29,26%	20,51%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,36%
LaChute Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Lake Emily Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Lake Pulaski Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Llano Sánchez Solar Power One SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Llano Sánchez Solar Power Cuatro SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Llano Sánchez Solar Power Tres SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Lower Saranac Hydro Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Lower Saranac Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Lower Valley LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Lowline Rapids LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enersis Chile SA Chilectra SA	0,10% 99,90%	60,07%
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%
Marte Srl	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl Enel Green Power SpA	2,00% 98,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Equity	Nuclenor SA	50,00%	17,53%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
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%	99,99%
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%	100,00%
Minas de Estercuel SA	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL	99,65%	69,79%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91%	70,04%
Minicentrales Del Canal de Las Bardenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL	15,00%	13,21%
Minicentrales Del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	32,13%
Mira Energy (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Missisquoi Associates LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Montrose Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
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%	100,00%
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%	60,00%
North Canal Waterworks	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000,00	EUR	Impianto nucleare	Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,05%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa Servicios SL	60,00%	42,06%
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%	50,00%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	51,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	51,00%
Osage Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Osage Wind LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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 Sirketi	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	29,34%
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%	100,00%
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%	65,00%
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%	65,00%
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%	100,00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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%	99,91%
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%	99,91%
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%	99,91%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	79,24%
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%	26,41%
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%	26,41%
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%	88,04%
Parque Eólico de Aragón SL	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	88,04%
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%	70,43%
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%	66,03%
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%	44,16%
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%	72,19%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	57,82%
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%	79,24%
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%	66,47%
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%	45,78%
Parque Eólico Renaico SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	99,91%
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%	51,06%
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%	99,91%
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 Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	99,91%
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%	98,91%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power SpA	60,92% 34,57%	95,43%
Paynesville Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Pegop - Energía Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA Endesa Generación Portugal SA	49,98% 0,02%	35,05%
Pelzer Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	5.000,00	EUR	Sviluppo delle attività di generazione	Integrale	Endesa Generación II SA	70,00%	49,07%
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica Enel Green Power SpA	40,31% 22,17%	62,48%
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%	33,44%
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%	65,00%
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%	34,32%
Pine Island Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
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%	49,41%
Powercrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	50,00%
Powercrop Russi Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	50,00%
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	51,00%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Wind Holdings LLC	100,00%	51,00%
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%	100,00%
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%	72,98%
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%	74,83%
Productora de Energias SA	Barcelona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	26,41%
Prof-Energia 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 Chile SA Gas Atacama SA	99,90% 0,10%	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%	88,04%
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%	99,99%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	601.000,00	EUR	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00%	31,55%
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%	65,00%
Proyecto Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Guatemala SA	99,00% 1,00%	100,00%
Proyecto Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Guatemala SA	99,00% 1,00%	100,00%
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%	29,34%
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%	52,70%
Pyrites Hydro LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
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%	100,00%
Rattlesnake Creek Wind Project LLC	Lincoln (Nebraska)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	Posseduta per la vendita	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 International BV Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	42,83% 0,01% 57,16%	100,00%
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%	100,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%
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 Kray	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%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
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	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	44,02%
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%	100,00%
Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	OGK-5 Finance LLC Enel Russia PJSC	0,01% 99,99%	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%	39,62%
Se Hazelton A.LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
SE Služby inžinierskych stavieb Sro	Kalná nad Hronom	Slovacchia	200.000,00	EUR	Servizi	Posseduta per la vendita	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Serra Do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	88,04%
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 Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de Cv	0,01% 0,01%	0,02%
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda	Santiago	Cile	61.948.673.981,00	CLP	Servizi ICT	Integrale	Enercis Chile SA Chilectra SA	99,90% 0,10%	60,62%
Shield Energy Storage Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
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%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	16,70%	14,70%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	24,77%
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%	84,52%
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%	48,45%
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	10.000,00	EUR	Financial Holding	Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
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	24,00%	24,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	57,00%
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%	44,02%
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%	52,82%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Inversora Codensa Sas Emgesa SA ESP	4,90% 94,95%	23,15%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Sol Real Istmo SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Sol Real Uno SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Sona Enerji Üretim Anonim Şirketi	Konak-Izmir	Turchia	50.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
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%	31,69%
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.874.798,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Américas 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%	51,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
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 México S de RL de Cv Enel Green Power Participaciones Speciali Srl	55,21% 40,16%	95,37%
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%	57,00%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	12.020.240,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	33,50%	23,48%
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%	42,06%
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%	75,00%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sweetwater Hydroelectric LLC	Concord (New Hampshire)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,55%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	75,00%	75,00%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	43,75%	30,67%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%
Termoelectrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA	5,51% 5,32% 18,85%	7,29%
Termoelectrica Manuel Belgrano 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%
Termotec Energía AIE (in liquidazione)	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	39,62%
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%	20,00%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Tko Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
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%	60,00%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	29,34%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	19,90%	19,90%
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 Enel Green Power Guatemala SA	100,00% 0,00%	100,00%
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 Energia 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%	51,41%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc. Highfalls Hydro Company Inc.	2,00% 98,00%	100,00%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Falls Hydro Company LLC	99,51%	50,75%
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP NA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	51,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ufefys SL (in liquidazione)	Aranjuez	Spagna	304.150,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	40,00%	35,22%



Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	100,00%
Ultor Srl	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Marte Srl	50,00%	50,00%
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%	70,10%
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%	100,00%
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	3.500.000,00	TRY	Costruzione di impianti, produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Vientos del Altiplano S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	751.626.078,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	100,00%
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Guatemala SA	99,00% 1,00%	100,00%
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%	58,99%
Walden LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Waseca Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Weber Energy Storage Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
West Faribault Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
West Hopkinton Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
West Waconia Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Wind Parks Anatis-Prinias SA	Maroussi	Grecia	1.158.188,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
Wind Parks of Katharas SA	Maroussi	Grecia	538.648,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Kerasias SA	Maroussi	Grecia	475.990,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Milias SA	Maroussi	Grecia	614.774,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Mitikas SA	Maroussi	Grecia	442.639,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Paliofigos SA	Maroussi	Grecia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%
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%	30,00%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	425.467,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
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%	30,00%
Wind Parks of Spilias SA	Maroussi	Grecia	547.490,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
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%	30,00%
Wind Parks Of Trikofo SA	Maroussi	Grecia	260.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	29,25%
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%	30,00%
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%	30,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Enersis Américas 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%	35,22%

**Enel**  
Società per azioni  
Sede legale in Roma  
Viale Regina Margherita, 137