

Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018



Indice

Relazione intermedia sulla gestione	6
La nostra missione	7
Modello organizzativo di Enel.....	8
Organi sociali	9
Sintesi dei risultati	10
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo	19
Risultati per area di attività	32
> Italia	36
> Iberia	43
> Sud America.....	49
> Europa e Nord Africa.....	55
> Nord e Centro America	59
> Africa Sub-Sahariana e Asia	63
> Altro, elisioni e rettifiche	66
Fatti di rilievo del primo semestre 2018.....	67
Scenario di riferimento	76
Principali rischi e incertezze	97
Prevedibile evoluzione della gestione	104
Informativa sulle parti correlate	105
Bilancio consolidato semestrale abbreviato	106
Prospetti contabili consolidati	107
Conto economico consolidato	107
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	108
Stato patrimoniale consolidato	109
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato.....	111
Rendiconto finanziario consolidato.....	112
Note illustrative.....	113
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	170
Allegati	172
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2018.....	173

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.



Modello organizzativo di Enel

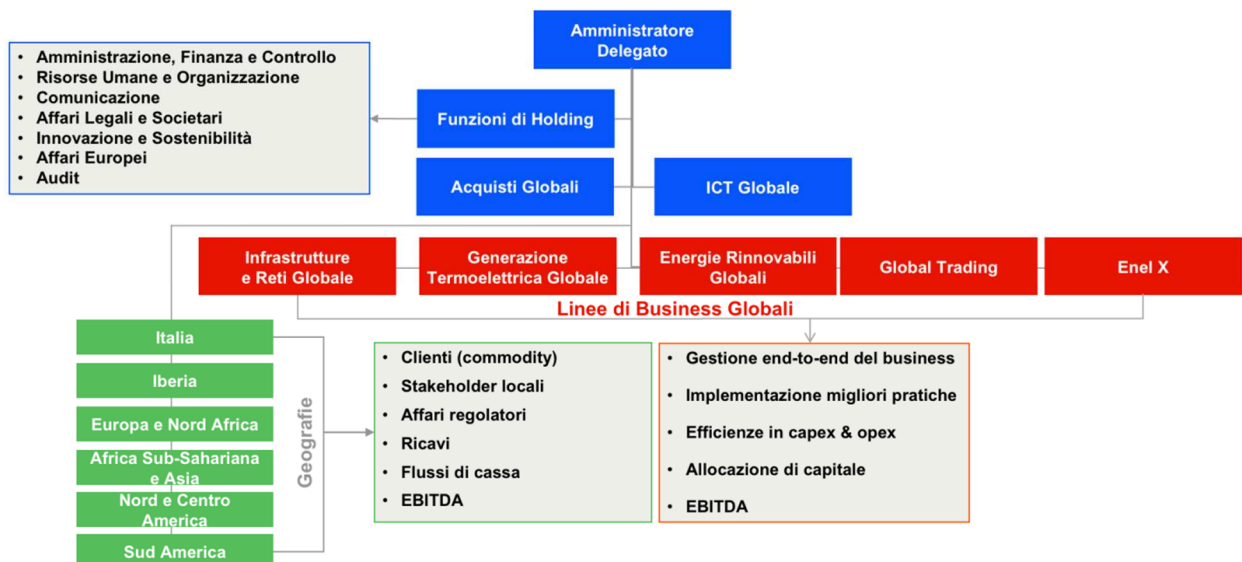
In data 28 aprile 2017, il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, introducendo una nuova Global Business Line, denominata “Enel X” al fine di favorire l’attenzione al cliente e la digitalizzazione quali acceleratori di valore all’interno del piano strategico 2017-2019.

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

- > **Divisioni** (Generazione Termoelettrica Globale e Trading, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Enel X), 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, Iberia, Sud America, Europa e Nord Africa, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia), 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, Affari Europei, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.



Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Patrizia Grieco

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Francesco Starace

Consiglieri

Alfredo Antoniozzi

Alberto Bianchi

Cesare Calari

Paola Girdinio

Alberto Pera

Anna Chiara Svelto

Angelo Taraborrelli

Segretario del Consiglio

Silvia Alessandra Fappani

Collegio Sindacale

Presidente

Sergio Duca

Sindaci effettivi

Romina Guglielmetti

Roberto Mazzei

Sindaci supplenti

Michela Barbiero

Alfonso Tono

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 5 maggio 2017, 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 5 maggio 2017, 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 2018, comparati con i corrispondenti valori riferiti al secondo trimestre 2017, 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, la CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15 che rende applicabili 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".

Margine operativo lordo ordinario: è calcolato depurando dal "margine operativo lordo" tutte le partite relative a operazioni straordinarie quali acquisizioni o cessioni di aziende (per esempio plusvalenze e minusvalenze), a eccezione di quelle realizzate nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il modello di business, avviato nel quarto trimestre 2016, di "Build, Sell and Operate", nel quale i proventi derivanti dalla cessione dei progetti rappresentano il risultato di un'attività di natura ordinaria per il Gruppo.

Risultato operativo ordinario: è determinato eliminando dal "risultato operativo" gli effetti delle operazioni straordinarie commentate relativamente al margine operativo lordo, nonché gli impairment significativi rilevati sugli asset a esito degli impairment test o della classificazione tra le "attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: definito come il "risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, è pari al "risultato netto del Gruppo" al netto degli effetti sullo stesso (al netto quindi degli eventuali effetti fiscali e sulle interessenze di terzi) delle partite precedentemente commentate nel "risultato operativo ordinario"

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”
- > al netto della “Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine”, dei “Crediti per factoring”, dei “Cash collateral”; degli “Altri crediti finanziari” inclusi nelle “Altre attività finanziarie correnti”;
- > al netto dei “Titoli detenuti sino a scadenza (Held to Maturity)”, dei “Titoli disponibili per la vendita” 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”.

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		
2018		2017		
17.081		16.949	Ricavi e altri proventi	36.027 2018 36.315 2017
3.820		3.764	Margine operativo lordo	7.857 7.678
2.337		2.329	Risultato operativo	4.875 4.854
1.195		1.189	Risultato netto del Gruppo e di terzi	2.723 2.493
851		864	Risultato netto del Gruppo	2.020 1.847
			Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,20 0,18
			Capitale investito netto	88.437 89.571 ⁽¹⁾
			Indebitamento finanziario netto	41.594 37.410 ⁽¹⁾
			Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	46.843 52.161 ⁽¹⁾
			Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,03 3,42 ⁽¹⁾
			Cash flow da attività operativa	4.361 4.036
			Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.114 ⁽²⁾ 3.465

(1) Al 31 dicembre 2017.

(2) Il dato non include 281 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 30 giugno 2018.

I **ricavi e altri proventi** del primo semestre 2018 sono pari a 36.027 milioni di euro con un decremento di 288 milioni di euro (-0,8%) rispetto al primo semestre 2017. Il decremento, è dovuto principalmente:

- > all'effetto cambi negativo soprattutto in Sud America (-1.045 milioni di euro);
- > ai minori ricavi per vendita di energia nei mercati regolati e liberi, in particolare in Spagna;
- > a minori ricavi per attività di trading di energia elettrica in Italia (-540 milioni di euro) connessi alle minori quantità intermedie, nonché al decremento dei prezzi medi;
- > a minori ricavi in Cile, soprattutto in Enel Generación Chile e in Enel Distribución Chile, a seguito della riduzione delle tariffe.

Tali fattori sono stati parzialmente compensati da:

- > maggiori ricavi negli altri Paesi del Sud America, per 1.283 milioni di euro, principalmente nella distribuzione in Argentina e in Brasile, principalmente per effetto dell'incremento delle tariffe e delle variazioni di perimetro (principalmente acquisizione di Eletropaulo);
- > maggiori ricavi dalle attività della nuova linea di business Enel X, prevalentemente negli Stati Uniti a seguito delle acquisizioni, nel secondo semestre 2017, di EnerNOC ed eMotorwerks;
- > maggiori ricavi da vendita e trasporto gas e trasporto energia elettrica in Italia e Spagna;
- > maggiori ricavi nella generazione da fonti rinnovabili in Italia e Spagna riconducibili alle maggiori quantità vendute e al contestuale aumento dei prezzi medi di vendita.

Si segnala inoltre che i ricavi del primo semestre 2018 includono il corrispettivo pari a 128 milioni di euro previsto dall'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita nel 2009 della partecipazione detenuta dalla stessa e-distribuzione in Enel Rete Gas. I ricavi del primo semestre 2017 includevano, invece, la plusvalenza pari a 146 milioni di euro, relativa alla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas.

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	18.375	18.672	(297)	-1,6%
Iberia	9.694	9.960	(266)	-2,7%
Sud America	6.593	6.513	80	1,2%
Europa e Nord Africa	1.133	1.157	(24)	-2,1%
Nord e Centro America	556	365	191	52,3%
Africa Sub-Sahariana e Asia	48	46	2	4,3%
Altro, elisioni e rettifiche	(372)	(398)	26	6,5%
Totale	36.027	36.315	(288)	-0,8%

Il **marginale operativo lordo**, pari a 7.857 milioni di euro, evidenzia un incremento di 179 milioni di euro (+2,3%) rispetto al primo semestre 2017.

Tale incremento, che risente del diverso effetto delle plusvalenze rilevate nei due periodi a confronto, è da ascrivere prevalentemente all'andamento dei mercati finali (93 milioni di euro) e delle rinnovabili (159 milioni di euro) in Spagna e Romania. In particolare, i mercati finali hanno beneficiato della riduzione dei costi operativi (soprattutto di approvvigionamento delle commodity) e della capitalizzazione dei costi per l'acquisizione della clientela (c.d. "contract cost") a seguito dell'applicazione, a partire dal 1 gennaio 2018, dell'IFRS 15.

Il miglioramento del margine del settore delle rinnovabili, in Italia e in Spagna, è dovuto a maggiori quantità vendute in regime di prezzi medi crescenti.

Il miglioramento dei margini in Sud America (+211 milioni di euro), in particolare in Argentina, Brasile, Colombia e Perù, anche a seguito della variazione di perimetro derivante dall'acquisizione di Eletropaulo (15 milioni di euro), è stato più che compensato dall'andamento sfavorevole dei cambi (-255 milioni di euro).

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	3.701	3.667	34	0,9%
Iberia	1.754	1.596	158	9,9%
Sud America	2.014	2.058	(44)	-2,1%
Europa e Nord Africa	254	277	(23)	-8,3%
Nord e Centro America	290	218	72	33,0%
Africa Sub-Sahariana e Asia	27	28	(1)	-3,6%
Altro	(183)	(166)	(17)	-10,2%
Totale	7.857	7.678	179	2,3%

Il **marginale operativo lordo ordinario** ammonta a 7.729 a milioni di euro, con un incremento di 197 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017 (+2,6%). Le partite straordinarie dei primi sei mesi del 2018, non contenute nel margine operativo lordo ordinario, sono quelle citate precedentemente nel commento ai ricavi.

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	3.573	3.667	(94)	-2,6%
Iberia	1.754	1.596	158	9,9%
Sud America	2.014	1.912	102	5,3%
Europa e Nord Africa	254	277	(23)	-8,3%
Nord e Centro America	290	218	72	33,0%
Africa Sub-Sahariana e Asia	27	28	(1)	-3,6%
Altro	(183)	(166)	(17)	-10,2%
Totale	7.729	7.532	197	2,6%

Il **risultato operativo** ammonta a 4.875 milioni di euro, con un incremento di 21 milioni di euro (+0,4%) rispetto all'analogo periodo del 2017, tenuto conto di maggiori ammortamenti dei contract cost per 75 milioni di euro a seguito dell'adozione dell'IFRS 15 e di maggiori ammortamenti di immobilizzazioni materiali per l'entrata in funzione di nuovi impianti.

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	2.481	2.549	(68)	-2,7%
Iberia	900	789	111	14,1%
Sud America	1.372	1.387	(15)	-1,1%
Europa e Nord Africa	151	172	(21)	-12,2%
Nord e Centro America	164	123	41	33,3%
Africa Sub-Sahariana e Asia	2	7	(5)	-71,4%
Altro	(195)	(173)	(22)	-12,7%
Totale	4.875	4.854	21	0,4%

Il **risultato operativo ordinario** ammonta a 4.747 milioni di euro, con un incremento di 39 milioni di euro (0,8%) rispetto all'analogo periodo del 2017. La variazione è dovuta a quanto commentato con riferimento al risultato operativo al netto delle plusvalenze riportate nel commento dei ricavi e altri proventi.

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Italia	2.353	2.549	(196)	-7,7%
Iberia	900	789	111	14,1%
Sud America	1.372	1.241	131	10,6%
Europa e Nord Africa	151	172	(21)	-12,2%
Nord e Centro America	164	123	41	33,3%
Africa Sub-Sahariana e Asia	2	7	(5)	-71,4%
Altro	(195)	(173)	(22)	-12,7%
Totale	4.747	4.708	39	0,8%

Il **risultato netto del Gruppo** del primo semestre 2018 ammonta a 2.020 milioni di euro, aumentando di 173 milioni di euro rispetto ai 1.847 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, il risultato netto del Gruppo beneficia del minor peso degli oneri finanziari, in particolare quelli sui prestiti obbligazionari e del diverso carico fiscale, che risente della rilevazione, nel primo trimestre 2018, delle imposte anticipate connesse alle perdite pregresse di 3Sun, a seguito della fusione della società in Enel Green Power SpA con decorrenza 1° gennaio 2018. Tali effetti sono parzialmente compensati dai minori risultati conseguiti dalle joint venture negli Stati Uniti e in Italia, nonché dalle maggiori interessenze di terzi a seguito dell'incremento dei risultati raggiunti in Argentina, Brasile e Spagna dalle società controllate con una significativa presenza di soci di minoranza.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del primo semestre 2018 ammonta a 1.892 milioni di euro (1.809 milioni di euro nel primo semestre 2017), con un aumento di 83 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017. Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario, con evidenza degli elementi ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Risultato netto del Gruppo	2.020	1.847	173	9,4%
Cessione della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas	(128)	-	(128)	-
Plusvalenza per cessione Electrogas	-	(38)	38	-
Risultato netto del Gruppo ordinario ⁽¹⁾	1.892	1.809	83	4,6%

(1) Tenuto conto dell'effetto fiscale e delle interessenze di terzi.

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 280 milioni di euro prevalentemente riferite a taluni progetti eolici sviluppati in Messico ("Progetto Kino") e biomasse in Italia (Enel Green Power Finale Emilia), ammonta a 88.437 milioni di euro al 30 giugno 2018 (89.571 milioni di euro al 31 dicembre 2017) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 46.843 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 41.594 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2018, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,89 (0,72 al 31 dicembre 2017). L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile in particolare alla riduzione del patrimonio netto consolidato di gruppo per effetto dell'applicazione retrospettica dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 (3.690 milioni di euro) e alle operazioni straordinarie del periodo che hanno comportato un maggior indebitamento finanziario netto così come commentato sotto.

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 41.594 milioni di euro, in incremento di 4.184 milioni di euro rispetto ai 37.410 milioni di euro del 31 dicembre 2017, in particolare a seguito dell'acquisizione di Eletropaulo (1.945 milioni di euro), dell'OPA per l'acquisto di non-controlling interests in Enel Generación Chile nell'ambito dell'operazione "Elqui" (1.406 milioni di euro), degli investimenti del periodo e del pagamento dei dividendi.

Gli **investimenti** del primo semestre 2018 ammontano a 3.114 milioni di euro con una flessione di 351 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017 che è legata essenzialmente ai minori investimenti in impianti eolici e solari in Brasile, Perù e Nord America a seguito del completamento degli impianti in costruzione nel primo semestre 2017. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori investimenti sulle reti di distribuzione in Italia e Spagna per attività legate alla qualità del servizio e alle sostituzioni dei contatori elettronici.

Milioni di euro

1° semestre

	2018	2017	Variazioni	
Italia	986	740	246	33,2%
Iberia	528	350	178	50,9%
Sud America	836	1.381	(545)	-39,5%
Europa e Nord Africa	138	153	(15)	-9,8%
Nord e Centro America	583 ⁽¹⁾	813	(230)	-28,3%
Africa Sub-Sahariana e Asia	7	21	(14)	-66,7%
Altro, elisioni e rettifiche	36	7	29	-
Totale	3.114	3.465	(351)	-10,1%

(1) Il dato non include 281 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

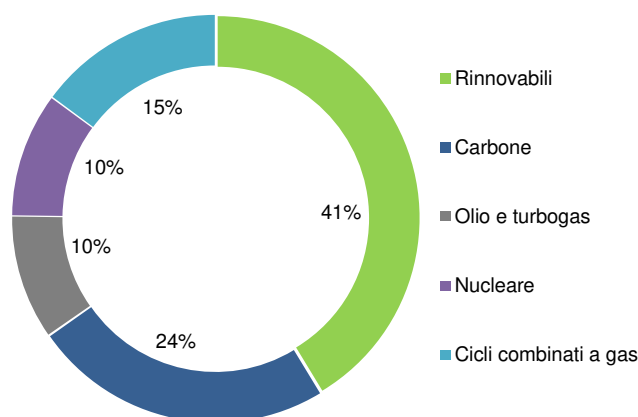
2° trimestre						1° semestre					
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
2018			2017			2018			2017		
13,5	45,4	58,9	13,2	44,7	57,9	26,6	94,5	121,1	27,4	93,8	121,2
55,4	56,9	112,3	55,2	54,0	109,2	112,1	112,1	224,2	111,9	107,2	219,1
24,4	43,6	68,0	23,4	43,9	67,3	51,6	88,7	140,3	49,4	89,2	138,6
0,7	1,5	2,2	0,7	1,3	2,0	2,9	3,4	6,3	2,9	3,3	6,2
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾						30.837	39.300	70.137	31.114	31.786	62.900

(1) Escluso cessioni ai rivenditori.

(2) Al 31 dicembre 2017.

L'energia netta prodotta da Enel nel primo semestre 2018 è in linea con il valore rilevato nello stesso periodo dell'esercizio precedente (-0,1 TWh): il decremento delle quantità prodotte in Italia (-0,8 TWh) principalmente imputabile alla minore produzione termoelettrica da fonte convenzionale, è stato parzialmente compensato dai maggiori volumi prodotti all'estero (+0,7 TWh). Relativamente al mix tecnologico, si segnala un decremento della produzione da carbone e olio combustibile (-6,5 TWh), solo parzialmente compensato dalla maggiore produzione idroelettrica, eolica e solare rilevata in quasi tutti i Paesi in cui il Gruppo opera.

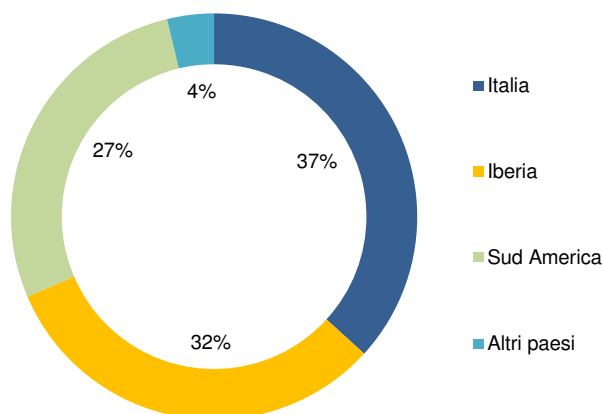
Energia elettrica netta prodotta per fonte (1° semestre 2018)



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nel primo semestre 2018 è complessivamente pari a 224,2 TWh, con un incremento di 5,1 TWh (+2,4%) che risente dell'incremento della domanda di energia elettrica in Italia e all'estero.

L'energia venduta da Enel registra nel primo semestre 2018 un incremento di 1,7 TWh (+1,2%). Tale variazione risente delle maggiori vendite in Italia (+2,2 TWh) per effetto di una politica commerciale espansiva nel segmento "business", in parte compensate dalle minori quantità vendute all'estero (-0,5 TWh).

Energia elettrica venduta per area geografica (1° semestre 2018)



Il **gas venduto** nel primo semestre 2018 è pari a 6,3 miliardi di metri cubi e presenta un andamento in linea con il valore rilevato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 giugno 2018 è pari a 70.137 unità di cui il 56,0% impegnato nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione (+7.237 unità) si riferisce prevalentemente alle variazioni di perimetro (7.599 unità) dovuta alla acquisizione di Eletropaulo in Brasile. Il saldo tra assunzioni e cessazioni nel 2018 mostra segno negativo (-362 unità). Di seguito il dettaglio.

n.

	al 30.06.2018	al 31.12.2017
Italia	28.686	28.684
Iberia	9.647	9.711
Sud America	21.363	13.903
Europa e Nord Africa	5.651	5.733
Nord e Centro America	2.218	2.050
Africa Sub-Sahariana e Asia	215	198
Altro	2.357	2.621
Totale	70.137	62.900

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				
2018	2017	Variazioni		2018	2017	Variazioni		
17.081	16.949	132	0,8%	Ricavi e altri proventi	36.027	36.315	(288)	-0,8%
13.352	13.213	139	1,1%	Costi	28.297	28.915	(618)	-2,1%
91	28	63	-	Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	127	278	(151)	-54,3%
3.820	3.764	56	1,5%	Margine operativo lordo	7.857	7.678	179	2,3%
1.483	1.435	48	3,3%	Ammortamenti e impairment	2.982	2.824	158	5,6%
2.337	2.329	8	0,3%	Risultato operativo	4.875	4.854	21	0,4%
927	1.122	(195)	-17,4%	Proventi finanziari	1.972	1.691	281	16,6%
1.566	1.856	(290)	-15,6%	Oneri finanziari	3.177	3.089	88	2,8%
(639)	(734)	95	12,9%	Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(1.205)	(1.398)	193	13,8%
9	42	(33)	-78,6%	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	46	81	(35)	-43,2%
1.707	1.637	70	4,3%	Risultato prima delle imposte	3.716	3.537	179	5,1%
512	448	64	14,3%	Imposte	993	1.044	(51)	-4,9%
1.195	1.189	6	0,5%	Risultato delle continuing operations	2.723	2.493	230	9,2%
-	-	-	-	Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
1.195	1.189	6	0,5%	Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	2.723	2.493	230	9,2%
851	864	(13)	-1,5%	Quota di interessenza del Gruppo	2.020	1.847	173	9,4%
344	325	19	5,8%	Quota di interessenza di terzi	703	646	57	8,8%

Ricavi e altri proventi

2° trimestre		Milioni di euro				1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni		
10.120	10.143	(23)	-0,2%	Vendita energia elettrica	20.361	21.438	(1.077)	-5,0%	
2.528	2.411	117	4,9%	Trasporto energia elettrica	5.010	4.883	127	2,6%	
256	187	69	36,9%	Corrispettivi da gestori di rete	498	332	166	50,0%	
438	460	(22)	-4,8%	Contributi da operatori istituzionali di mercato	817	903	(86)	-9,5%	
759	725	34	4,7%	Vendita gas	2.400	2.280	120	5,3%	
96	82	14	17,1%	Trasporto gas	356	321	35	10,9%	
2.884	2.941	(57)	-1,9%	Altri ricavi e proventi	6.585	6.158	427	6,9%	
17.081	16.949	132	0,8%	Totale ricavi e altri proventi	36.027	36.315	(288)	-0,8%	

Nel primo semestre 2018 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 20.361 milioni di euro (10.120 milioni di euro nel secondo trimestre 2018), in diminuzione di 1.077 milioni di euro (23 milioni di euro nel secondo trimestre 2018) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, a seguito di:

- > minori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 670 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei minori volumi intermediati ai grossisti nazionali, in parte compensati dalle vendite al GME;
- > minori ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 470 milioni di euro, prevalentemente relativi alla riduzione dei prezzi e dei volumi venduti mediante contratti bilaterali in Italia (479 milioni di euro);
- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 63 milioni di euro. Le maggiori quantità vendute in Italia al segmento "business to business" sul mercato libero (238 milioni di euro) sono in parte compensate dalle minori vendite sul mercato spagnolo.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano a 5.010 milioni di euro (2.528 milioni di euro nel secondo trimestre 2018), con un aumento di 127 milioni di euro (117 milioni nel secondo trimestre 2018). Tale aumento risulta particolarmente concentrato in Spagna, Italia e Sud America. I maggiori ricavi derivanti da un adeguamento tariffario e dai più alti volumi registrati sul mercato libero italiano, sono in parte compensati dai minori ricavi per trasporto sul mercato regolato quest'ultimo in linea con la riduzione delle quantità vendute e i minori clienti serviti.

I **corrispettivi da gestore di rete** sono pari a 498 milioni di euro (256 milioni di euro nel secondo trimestre 2018) in aumento di 166 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (69 milioni di euro nel secondo trimestre 2018) a seguito dei maggiori corrispettivi per la remunerazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nel primo semestre 2018, a 817 milioni di euro (438 milioni di euro nel secondo trimestre 2018), in decremento di 86 milioni di euro (22 milioni di euro nel secondo trimestre 2018) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. La variazione trova riscontro soprattutto in Spagna nelle minori compensazioni del Sistema Elettrico Non Peninsulare - SENP (57 milioni di euro) e in Italia per la scadenza degli incentivi "feed-in premium" ricevuti dal GSE relativi a energia prodotta da fonte rinnovabile.

I ricavi per **vendita di gas**, nel primo semestre 2018 sono pari a 2.400 milioni di euro con un incremento di 120 milioni di euro (+5,3%), mentre nel secondo trimestre 2018 sono pari a 759 milioni di euro e registrano un incremento di 34 milioni di euro (+4,7%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, a seguito dei maggiori volumi e dei più alti prezzi medi unitari di vendita.

I ricavi per **trasporto di gas** nel primo semestre 2018 sono pari a 356 milioni di euro (96 milioni nel secondo trimestre 2018) in linea con l'andamento delle vendite della stessa commodity.

Gli **altri ricavi e proventi** si attestano nel primo semestre 2018 a 6.585 milioni di euro (6.158 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) mentre, nel secondo trimestre 2018, sono pari a 2.884 milioni di euro (2.941 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) ed evidenziano un incremento di 427 milioni di euro rispetto al primo semestre 2018, mentre nel secondo trimestre 2018 evidenziano un decremento di 57 milioni di euro.

L'incremento rispetto al semestre precedente è dovuto principalmente a:

- > maggiori ricavi da vendita di combustibili per 290 milioni di euro, in particolare di gas naturale;
- > maggiori ricavi per 114 derivanti dall'attività del Demand-Response (attività svolta prevalentemente da EnerNOC in qualità di aggregatore di consumatori commerciali e industriali, i quali accettano di bilanciare il proprio consumo in base alle esigenze della rete, rinunciando, in momenti di picco di richiesta, ai propri consumi in cambio di una remunerazione definita contrattualmente);
- > maggiori ricavi per l'iscrizione del provento, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazioni in Enel Rete Gas. Tale effetto è però più che compensato dalla plusvalenza di 146 milioni di euro registrata nel primo semestre 2017 per la cessione di Electrogas;
- > maggiori ricavi da vendita di certificati ambientali, per 187 milioni di euro, prevalentemente per le maggiori vendite di Enel Global Trading di certificati CO₂ per 138 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per tax partnership per 38 milioni di euro, connesso alla realizzazione di nuovi progetti eolici in Nord America;
- > minori contributi per certificati ambientali per 95 milioni di euro, per i certificati di efficienza energetica e i certificati verdi;
- > minori ricavi per lavori in corso su ordinazione per 44 milioni di euro registrati principalmente in Sud America.

Costi

2° trimestre		Milioni di euro				1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni		
4.515	4.390	125	2,8%	Acquisto di energia elettrica	8.892	9.740	(848)	-8,7%	
1.083	1.256	(173)	-13,8%	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.194	2.619	(425)	-16,2%	
2.149	2.222	(73)	-3,3%	Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	5.768	5.367	401	7,5%	
533	284	249	87,7%	Materiali	859	523	336	64,2%	
1.183	1.107	76	6,9%	Costo del personale	2.274	2.280	(6)	-0,3%	
3.790	3.643	147	4,0%	Servizi e godimento beni di terzi	7.795	7.601	194	2,6%	
580	676	(96)	-14,2%	Altri costi operativi	1.380	1.457	(77)	-5,3%	
(481)	(365)	(116)	-31,8%	Costi capitalizzati	(865)	(672)	(193)	-28,7%	
13.352	13.213	139	1,1%	Totale costi	28.297	28.915	(618)	-2,1%	

I costi per **acquisto di energia elettrica** nel primo semestre 2018 sono pari a 8.892 milioni di euro, con un decremento di 848 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2017 (125 milioni di euro in aumento nel secondo trimestre 2018), corrispondente a una variazione del 8,7% (2,8% nel secondo trimestre 2018). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette l'effetto dei minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (700 milioni di euro nel primo semestre), dei minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica per 84 milioni di euro, nonché della riduzione di acquisti spot sui mercati esteri e domestici per 64 milioni di euro.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** sono pari nel primo semestre 2018 a 2.194 milioni di euro, in decremento di 425 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente mentre, nel secondo trimestre 2018, ammontano a 1.083 milioni di euro, in decremento di 173 milioni di euro. Il decremento del semestre risente principalmente dei minori volumi di produzione.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 5.768 milioni di euro nel primo semestre 2018 (2.149 milioni di euro nel secondo trimestre 2018), con un incremento di 401 milioni di euro (in decremento di 73 milioni di euro nel secondo trimestre 2018) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio 2017. La variazione si riferisce principalmente all'attività di intermediazione effettuata soprattutto nel mercato italiano in conseguenza di maggiori costi di acquisto gas da terzi.

I costi per **materiali** ammontano nel primo semestre 2018 a 859 milioni di euro, registrando un incremento di 336 milioni di euro (+64,2%) principalmente per maggiori oneri per l'acquisto di certificati ambientali per 177 milioni di euro e per l'acquisto dei contatori di seconda generazione in attuazione del piano Open Meter.

Il **costo del personale** nel primo semestre 2018 è pari 2.274 milioni di euro, con un decremento di 6 milioni di euro (-0,3%). Nel secondo trimestre 2018 il costo è pari a 1.183 milioni di euro, registrando un incremento di 76 milioni di euro (+6,9%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

La variazione nel semestre è da riferire principalmente:

- > ai minori accantonamenti per incentivi all'esodo di Enel Distribuição Goiás per 45 milioni di euro a seguito delle azioni di efficientamento effettuate nel corso del primo semestre 2017;
- > all'effetto della variazione dei tassi di cambio per il generale deprezzamento delle valute del Sud America nei confronti dell'euro;

- > al decremento dei costi di Enel SpA per piani di incentivazione Long Term Incentive;
- > alle variazioni di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibili alle acquisizioni di Eletropaulo (22 milioni di euro) e di EnerNOC (38 milioni di euro);
- > all'aumento dei costi per incentivi all'esodo in Spagna (32 milioni di euro) e in Argentina (Edesur 23 milioni di euro);

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2018 è pari a 70.137 unità (62.900 31 dicembre 2017). Rispetto al 31 dicembre 2017 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si incrementa di 7.237 unità nonostante l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo. I movimenti sono allocati geograficamente con la seguente ripartizione: il 26% delle assunzioni sono state realizzate in Italia, mentre il restante 74% sono distribuite nei Paesi esteri. Le cessazioni, invece, per il 35% sono localizzate in Italia, mentre il restante 65% si è registrato all'estero. Come variazione di perimetro si segnala l'acquisizione in data 7 giugno 2018 della società di distribuzione Eletropaulo in Brasile.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2017 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2017	62.900
Assunzioni	1.802
Cessazioni	(2.164)
Variazioni di perimetro	7.599
Consistenza al 30 giugno 2018	70.137

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo semestre 2018 ammontano a 7.795 milioni di euro, con un incremento di 194 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017, mentre nel secondo trimestre 2018 sono pari a 3.790 milioni di euro, con un incremento di 147 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2017. La variazione è da ricondurre:

- > l'incremento dei costi di accesso alla rete, per 148 milioni di euro, prevalentemente in Spagna (per 133 milioni di euro) soprattutto per l'effetto negativo del rilascio nel primo semestre 2017, di quote di oneri di accesso alla rete accantonate negli anni precedenti per l'autoconsumo;
- > ai maggiori vettoriamenti passivi per 35 milioni di euro che si sono registrati a seguito dei più alti acquisti di energia elettrica effettuati per soddisfare il fabbisogno della domanda;
- > ai maggiori costi per servizi informatici per 92 milioni di euro;
- > ai minori costi (20 milioni di euro) di connessione gas a terzi (a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 dal 1° gennaio 2018 non più rilevati a Conto economico);
- > alla capitalizzazione dei costi del primo semestre 2018 relativi a commissioni per acquisizione di nuova clientela (per esempio per agenzie e telesellers) per 79 milioni di euro per effetto del nuovo principio IFRS 15 ne prevede la loro capitalizzazione se di natura incrementale);
- > al decremento per 13 milioni di euro degli oneri legati al funzionamento del sistema elettrico e all'operatività della Borsa;
- > ai minori costi per 9 milioni di euro dello smaltimento dei residui nucleari.

Gli **altri costi operativi** nel primo semestre 2018 ammontano a 1.380 milioni di euro con un decremento di 77 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2017, mentre nel secondo trimestre 2018 ammontano a 580 milioni di euro registrando un decremento di 96 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione del semestre risulta influenzata principalmente dai minori oneri per certificati di efficienza energetica per 63 milioni di euro e dalle maggiori imposte connesse al business elettrico in Spagna. Tali effetti sono associati anche all'iscrizione nel 2017 di multe sulla qualità del servizio in Argentina.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 127 milioni di euro nel primo semestre 2018 (positivi per 278 milioni di euro nel primo semestre 2017) e positivi per 91 milioni di euro nel secondo trimestre 2018 (positivi per 28 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al primo semestre 2018 sono così composti:

- > proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 9 milioni di euro (170 milioni di euro nel primo semestre 2017);
- > proventi netti su derivati al fair value con impatto a Conto economico 118 milioni di euro (108 milioni di euro nel primo semestre 2017).

Gli **ammortamenti e impairment** nel primo semestre 2018 sono pari a 2.982 milioni di euro, con un incremento di 158 milioni di euro; nel secondo trimestre 2018 sono pari a 1.483 milioni di euro, in riduzione di 48 milioni di euro.

L'incremento è principalmente relativo a:

- > maggiori ammortamenti per 132 milioni di euro; l'incremento si riferisce per 75 milioni di euro all'applicazione del principio contabile IFRS 15 e in particolare alla quota di ammortamento dei "contract cost";
- > maggiori impairment di attività materiali e immateriali per 25 milioni di euro;
- > minori impairment su crediti commerciali e altre attività per 2 milioni di euro, iscritti per un importo di 392 milioni di euro e prevalentemente rilevati in Italia, Spagna, Brasile e Argentina.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2018 ammonta a 4.875 milioni di euro, con un incremento di 21 milioni di euro (+0,4%), mentre nel secondo trimestre 2018 si attesta a 2.337 milioni di euro, con un aumento di 8 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (+0,3%).

Gli **oneri finanziari netti** si riducono di 193 milioni di euro nel primo semestre 2018 e di 95 milioni di euro nel secondo trimestre 2018.

Nello specifico tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > all'incremento degli oneri sulle differenze nette su cambio per 765 milioni di euro, più che compensato dai maggiori proventi netti su derivati per 816 milioni di euro;
- > al decremento degli interessi passivi netti per 43 milioni di euro prevalentemente connessi ai minori oneri finanziari sui prestiti obbligazionari;
- > al decremento degli oneri per attualizzazione di altri fondi per 58 milioni di euro, relativo essenzialmente al gruppo Enel Américas (per 57 milioni di euro) per l'effetto cambi, e a un minor ammontare di multe pregresse in contenzioso applicate dall'autorità argentina;
- > all'incremento degli altri proventi per 93 milioni di euro, dovuti prevalentemente a: l'incremento degli interessi e altri proventi maturati sulle attività finanziarie relative ad accordi pubblici in concessione delle società brasiliane per 28 milioni di euro, l'incremento degli interessi di mora per 21 milioni di euro soprattutto in e-distribuzione, l'incremento di altri proventi finanziari in Enel SpA per 10 milioni di euro in relazione all'offerta di scambio volontaria non vincolante (Exchange Offer), promossa dalla società per la ristrutturazione del prestito obbligazionario ibrido e l'incremento di proventi finanziari nel gruppo Enel Américas (per 14 milioni di euro), dovuta prevalentemente al consolidamento di Eletropaulo, e in Enel Green Power Brazil (per 13 milioni di euro);
- > all'incremento degli altri oneri finanziari per 62 milioni di euro sostanzialmente riferibile a minori interessi capitalizzati per 38 milioni di euro e all'incremento degli oneri finanziari in Enel SpA per 30 milioni di euro in relazione all'offerta volontaria non vincolante (Tender Offer) promossa dalla Società per la ristrutturazione del prestito obbligazionario ibrido.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**, nel primo semestre 2018 è positiva per 46 milioni di euro (9 milioni di euro nel secondo trimestre 2018).

Le **imposte** del primo semestre 2018 ammontano a 993 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 26,7%, a fronte di un'incidenza del 29,5% nel primo semestre 2017, mentre l'onere fiscale del secondo trimestre 2018 è stimato pari a 512 milioni di euro. La minore incidenza rilevata nel primo semestre 2018 rispetto all'analogo periodo del precedente esercizio risente essenzialmente:

- > della rilevazione dell'indennizzo relativo alla cessione della partecipazione di Enel Rete Gas che genera un provento in regime fiscale agevolato "PEX";
- > dell'iscrizione di imposte anticipate (85 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun antecedenti all'acquisizione del controllo della società da parte di Enel, dal momento che se ne prevede la recuperabilità per effetto della fusione con Enel Green Power SpA.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Capitale investito netto e relativa copertura

Milioni di euro

	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	93.097	91.738	1.359	1,5%
- avviamento	15.142	13.746	1.396	10,2%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.631	1.598	33	2,1%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(6.688)	(1.677)	(5.011)	-
Totale attività immobilizzate nette	103.182	105.405	(2.223)	-2,1%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	13.417	14.529	(1.112)	-7,7%
- rimanenze	3.059	2.722	337	12,4%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.244)	(3.912)	668	17,1%
- altre attività/(passività) correnti nette	(8.248)	(6.311)	(1.937)	-30,7%
- debiti commerciali	(10.493)	(12.671)	2.178	17,2%
Totale capitale circolante netto	(5.509)	(5.643)	134	2,4%
Capitale investito lordo	97.673	99.762	(2.089)	-2,1%
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(3.170)	(2.407)	(763)	-31,7%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.346)	(8.025)	1.679	20,9%
Totale fondi diversi	(9.516)	(10.432)	916	8,8%
Attività nette possedute per la vendita	280	241	39	16,2%
Capitale investito netto	88.437	89.571	(1.134)	-1,3%
Patrimonio netto complessivo	46.843	52.161	(5.318)	-10,2%
Indebitamento finanziario netto	41.594	37.410	4.184	11,2%

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 giugno 2018 a 93.097 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 1.359 milioni di euro. Tale variazione è riferibile sostanzialmente alle variazioni di perimetro di consolidamento per le acquisizioni di Eletropaulo e di Parques Eólicos Gestinver, ai maggiori investimenti del periodo pari a 3.114 milioni di euro e alla rilevazione di contract cost per 434 milioni di euro al 1° gennaio 2018 a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 15. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'effetto delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta (negative per 891 milioni di euro e particolarmente concentrate in Cile, Brasile, Colombia) e dagli ammortamenti e impairment, pari complessivamente a 2.582 milioni di euro.

L'*avviamento*, pari a 15.142 milioni di euro, evidenzia un incremento di 1.396 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017, da riferire sostanzialmente alla variazione di perimetro connessa all'acquisizione di Eletropaulo e al relativo effetto cambio.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* pari a 1.631 milioni di euro presentano un incremento di 33 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.

Il saldo negativo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 30 giugno 2018 è pari a 6.688 milioni di euro, con un incremento di 5.011 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 (negativo per 1.677 milioni di euro). Tale andamento risente sostanzialmente dell'iscrizione di passività da contratto per contributi di allacciamento in seguito all'applicazione retrospettica del principio contabile IFRS 15, avendo usufruito della semplificazione, prevista dal medesimo principio, di rilevare gli impatti applicativi sulla sola apertura del 1° gennaio 2018.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 5.509 milioni di euro al 30 giugno 2018 rispetto a un saldo negativo di 5.643 milioni di euro al 31 dicembre 2017. L'incremento, pari a 134 milioni di euro, è imputabile ai seguenti fenomeni:

- > decremento dei *crediti commerciali* per 1.112 milioni di euro, sostanzialmente a seguito del maggior ricorso a cessioni di crediti in Italia;
- > incremento delle *rimanenze* per 337 milioni di euro;
- > incremento dei *crediti netti verso operatori istituzionali di mercato* per 668 milioni di euro, prevalentemente connesso alle componenti tariffarie del sistema elettrico italiano a copertura degli oneri generati dal sistema stesso;
- > incremento delle *altre passività correnti al netto delle rispettive attività* per 1.937 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
 - incremento dei debiti netti per imposte (1.384 milioni di euro) correlabile alla rilevazione delle imposte del periodo (al netto dei pagamenti di imposte effettuati);
 - decremento delle passività finanziarie correnti nette per 158 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla variazione dei derivati di trading;
 - incremento delle altre passività correnti nette per 856 milioni di euro, registrate soprattutto in Sud America e riconducibili prevalentemente alla variazione di perimetro per l'acquisizione di Eletropaulo;
- > minori *debiti commerciali* per 2.178 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 9.516 milioni di euro, sono in decremento di 916 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Tale variazione è riferibile:

- > all'incremento dei fondi rischi e oneri per 346 milioni di euro, quasi interamente ascrivibili alla variazione di perimetro di consolidamento conseguente l'acquisizione di Eletropaulo e del Parques eolicos Gestinver;
- > alle minori imposte differite nette (2.025 milioni di euro), principalmente per l'iscrizione di imposte differite attive per effetto dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15, per le variazioni di perimetro dovute alle acquisizioni di EnerNOC ed Eletropaulo solo in parte compensato dalle imposte anticipate sulle perdite pregresse di 3Sun;
- > alla riduzione dei benefici ai dipendenti per 763 milioni di euro.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 280 milioni di euro al 30 giugno 2018, includono sostanzialmente:

- > le attività nette riferite al "Progetto Kino": otto società di progetto messicane, titolari di sei impianti in esercizio e due in corso di costruzione, per le quali Enel Green Power ha firmato alcuni accordi per la cessione di una quota pari al 80% del capitale sociale;
- > le attività nette della società Finale Emilia che in ragione delle decisioni assunte dal management risponde ai requisiti previsti all'IFRS 5 per tale classificazione.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2018 è pari a 88.437 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 46.843 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 41.594 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2018, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 88,8% (71,7% al 31 dicembre 2017). L'incremento percentuale della leva finanziaria è ascrivibile in particolare alla riduzione del patrimonio netto consolidato di Gruppo per effetto dell'applicazione retrospettica dell'IFRS 9 e dell'IFRS 15 (3.690 milioni di euro) e alle operazioni straordinarie del periodo che hanno comportato un peggioramento dell'indebitamento finanziario netto.

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 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	9.244	8.310	934	11,2%
- obbligazioni	35.342	32.285	3.057	9,5%
- debiti verso altri finanziatori	1.580	1.844	(264)	-14,3%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>46.166</i>	<i>42.439</i>	<i>3.727</i>	<i>8,8%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.734)	(2.444)	(290)	-11,9%
Indebitamento netto a lungo termine	43.432	39.995	3.437	8,6%
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.528	1.346	182	13,5%
- altri finanziamenti a breve verso banche	616	249	367	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>2.144</i>	<i>1.595</i>	<i>549</i>	<i>34,4%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	2.775	5.429	(2.654)	-48,9%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	216	225	(9)	-4,0%
Commercial paper	3.286	889	2.397	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	707	449	258	57,5%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	227	307	(80)	-26,1%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>7.211</i>	<i>7.299</i>	<i>(88)</i>	<i>-1,2%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.403)	(1.094)	(309)	-28,2%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	(42)	42	-
Crediti finanziari - cash collateral	(2.800)	(2.664)	(136)	-5,1%
Altri crediti finanziari a breve termine	(545)	(589)	44	7,5%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.445)	(7.090)	645	9,1%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(11.193)</i>	<i>(11.479)</i>	<i>286</i>	<i>2,5%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(1.838)	(2.585)	747	28,9%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	41.594	37.410	4.184	11,2%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	1.688	1.364	324	23,8%

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

L'*indebitamento finanziario netto* è pari a 41.594 milioni di euro al 30 giugno 2018, con un incremento di 4.184 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

In particolare, l'**indebitamento finanziario netto a lungo termine** evidenzia un incremento di 3.437 milioni di euro, per l'effetto congiunto dell'aumento dei crediti finanziari a lungo termine per 290 milioni di euro e dell'incremento dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine per 3.727 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 9.244 milioni di euro, registrano un incremento di 934 milioni di euro dovuto principalmente al tiraggio di finanziamenti bancari in pesos cileni da parte di Enel Chile per un controvalore di 420 milioni di euro e finanziamenti agevolati da parte di Endesa ed e-distribuzione, rispettivamente pari a 500 milioni di euro e 200 milioni di euro, il cui effetto è parzialmente compensato dalla riclassifica nella parte a breve termine della quota in scadenza entro 12 mesi;
- > le obbligazioni, pari a 35.342 milioni di euro, presentano un incremento di 3.057 milioni di euro rispetto a fine 2017 dovuto principalmente:
 - a nuove emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2018, tra le quali si segnalano un Green Bond emesso da Enel Finance International a gennaio 2018 per un ammontare pari 1.250 milioni di euro, due prestiti obbligazionari ibridi emessi da Enel SpA a maggio 2018 per un ammontare complessivo pari a 1.250 milioni di euro, un prestito obbligazionario in dollari statunitensi emesso da Enel Chile per un controvalore di 860 milioni di euro e prestiti obbligazionari in moneta locale emessi da società latino-americane per un controvalore di 1.400 milioni di euro;
 - alle differenze negative di cambio per 357 milioni di euro (tale importo comprende anche le differenze di cambio relative alla quota a breve dei prestiti obbligazionari);
 - alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra le quali si evidenzia un prestito obbligazionario ibrido in euro emesso da Enel SpA per un valore residuo di 517 milioni di euro (tale bond è stato oggetto di un tender offer nel mese di maggio 2018), un prestito in sterline inglesi emesso da Enel SpA con scadenza giugno 2019 per 620 milioni di euro e prestiti emessi in moneta locale da società brasiliane e colombiane per un controvalore totale di 228 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 1.838 milioni di euro al 30 giugno 2018 con un decremento di 747 milioni di euro rispetto a fine 2017, quale risultante del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 286 milioni di euro e dall'incremento dell'indebitamento bancario a breve termine per 549 milioni di euro, solo parzialmente compensati dai minori debiti verso altri finanziatori a breve termine per 88 milioni di euro.

Nell'indebitamento verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.211 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper in capo a Enel Finance International, International Endesa BV e alle società latino-americane per complessivi 3.286 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 2.775 milioni di euro. Si evidenzia inoltre, 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 2.800 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 707 milioni di euro.

Le disponibilità e i crediti finanziari a breve termine sono pari a 11.193 milioni di euro con un decremento di 286 milioni di euro rispetto a fine 2017, dovuto principalmente al decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 645 milioni di euro solo parzialmente compensato dall'incremento della quota a breve dei crediti finanziari a lungo per 309 milioni di euro e dall'incremento dei crediti per cash collateral versati per 136 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro		1° semestre		
		2018	2017	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	(1)	7.121	8.326	(1.205)
Cash flow da attività operativa		4.361	4.036	325
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento		(4.421)	(4.014)	(407)
Cash flow da attività di finanziamento		(437)	435	(872)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(160)	(170)	10
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo	(2)	6.464	8.613	(2.149)

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.021 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017), "Titoli a breve" pari a 69 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (36 milioni di euro al 1° gennaio 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 31 milioni di euro al 1° gennaio 2018.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.393 milioni di euro al 30 giugno 2018 (8.513 milioni di euro al 30 giugno 2017), "Titoli a breve" pari a 52 milioni di euro al 30 giugno 2018 (60 milioni di euro al 30 giugno 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 19 milioni di euro al 30 giugno 2018 (40 milioni di euro al 30 giugno 2017).

Il **cash flow da attività operativa** nel primo semestre 2018 è positivo per 4.361 milioni di euro, in incremento di 325 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto del miglioramento del margine operativo lordo, solo parzialmente compensato dal maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nel primo semestre 2018 ha assorbito liquidità per 4.421 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2017 ne aveva assorbita per 4.014 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 3.395 milioni di euro nel primo semestre 2018, si decrementano di 70 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. I minori investimenti effettuati nel settore delle energie rinnovabili in Sud America e in Nord e Centro America, sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori investimenti in Italia e in Iberia per maggiori attività sulle reti di distribuzione di energia elettrica. Nel primo semestre 2018 gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 1.093 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisto della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 125 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in Enel Rete Gas.

L'analogha voce nel primo semestre 2017 ammonta a 19 milioni di euro e si riferisce principalmente alla cessione di alcune società minori operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Spagna.

La liquidità assorbita dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi sei mesi del 2018, è pari a 58 milioni di euro, mentre nell'analogo periodo del 2017 la liquidità generata è pari a 155 milioni di euro e si riferisce sostanzialmente alla cessione della partecipazione in Electrogas.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 437 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2017 ne aveva generata per 435 milioni di euro. Il flusso del primo semestre 2018 è sostanzialmente relativo:

- > all'incremento dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) per 2.743 milioni di euro e al pagamento dei dividendi per 1.768 milioni di euro;

- > a operazioni su non controlling interest per un importo pari a 1.412 milioni di euro e relative principalmente all'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza;
- > al pagamento dei dividendi per 1.768 milioni di euro, che includono per 1.068 milioni di euro, il pagamento dell'acconto sul dividendo pari a 0,105 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 8 novembre 2017.

Nel primo semestre 2018 il cash flow generato dall'attività operativa per 4.361 milioni di euro ha fronteggiato, solo in parte, i fabbisogni legati all'attività di finanziamento pari a 437 milioni di euro e all'attività di investimento pari a 4.421 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 giugno 2018 risultano pari a 6.464 milioni di euro a fronte di 7.121 milioni di euro di fine 2017. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 160 milioni di euro.

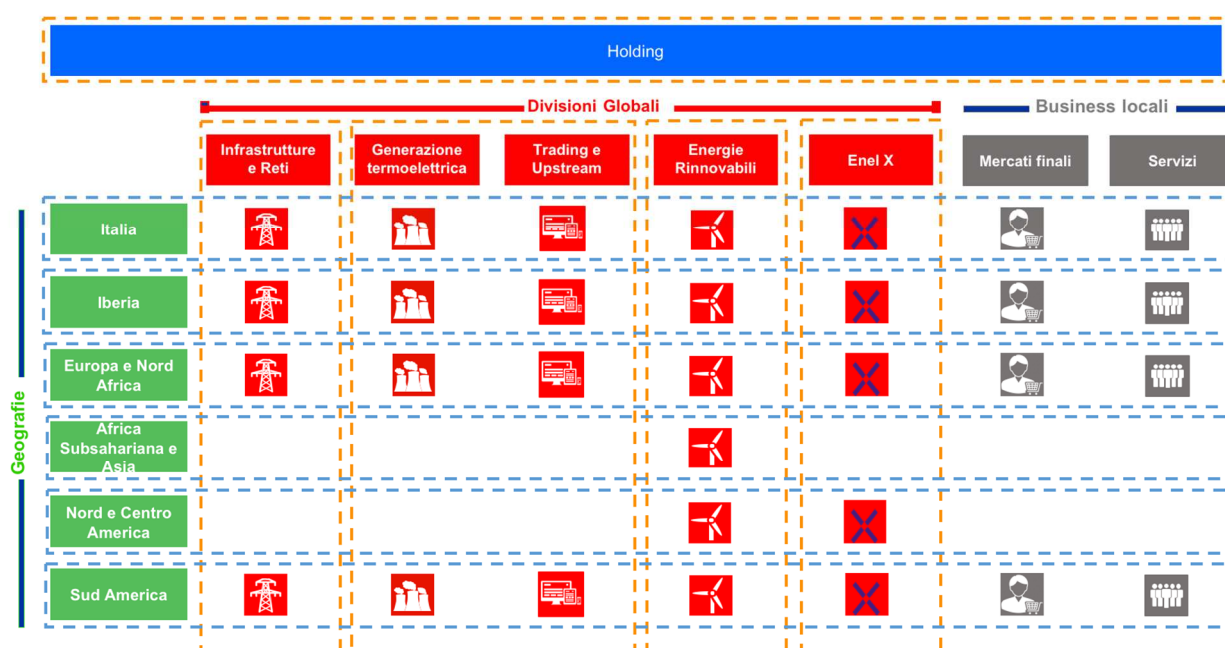
Risultati per area di attività

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 business line di “Enel X” ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l’analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 31 marzo 2018. 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. 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:

- > “Generazione Termoelettrica” e “Trading e Upstream” sono presentati unitariamente dato il forte grado di interazione e interdipendenza tra le due filiere;
- > 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.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Il modello organizzativo, che continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni prevede, come novità principali, l’integrazione delle varie società appartenenti al Gruppo Enel Green Power nelle varie Divisioni per area geografica, includendo funzionalmente anche le attività idroelettriche (c.d. “Large Hydro”) che formalmente sono, tuttora, in capo alle società di generazione termoelettrica, e una definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, Sud America, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Infrastrutture e Reti, Rinnovabili, Enel X, Retail, Servizi e Holding.

Risultati per area di attività del secondo trimestre 2018 e 2017

Secondo trimestre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	8.093	4.586	3.505	548	322	24	3	17.081
Ricavi e altri proventi intersettoriali	173	16	2	(17)	-	-	(174)	-
Totale ricavi e altri proventi	8.266	4.602	3.507	531	322	24	(171)	17.081
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	45	34	8	1	3	-	-	91
Margine operativo lordo	1.758	895	1.002	128	169	14	(146)	3.820
Ammortamenti e impairment	585	429	338	50	64	12	5	1.483
Risultato operativo	1.173	466	664	78	105	2	(151)	2.337

(1) I ricavi e altri proventi 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 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	8.210	4.742	3.266	508	187	25	11	16.949
Ricavi e altri proventi intersettoriali	169	8	-	7	1	-	(185)	-
Totale ricavi e altri proventi	8.379	4.750	3.266	515	188	25	(174)	16.949
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	38	(16)	(5)	-	-	-	11	28
Margine operativo lordo	1.720	902	971	133	105	16	(83)	3.764
Ammortamenti e impairment	575	391	359	52	44	11	3	1.435
Risultato operativo	1.145	511	612	81	61	5	(86)	2.329

(1) I ricavi e altri proventi 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 2018 e 2017

Primo semestre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	18.019	9.668	6.589	1.129	556	48	18	36.027
Ricavi e altri proventi intersettoriali	356	26	4	4	-	-	(390)	-
Totale ricavi e altri proventi	18.375	9.694	6.593	1.133	556	48	(372)	36.027
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	90	25	7	-	5	-	-	127
Margine operativo lordo	3.701	1.754	2.014	254	290	27	(183)	7.857
Ammortamenti e impairment	1.220	854	642	103	126	25	12	2.982
Risultato operativo	2.481	900	1.372	151	164	2	(195)	4.875
Investimenti	986	528	836	138	583 ⁽²⁾	7	36	3.114

(1) I ricavi e altri proventi 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 281 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

Primo semestre 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	18.317	9.939	6.497	1.139	362	46	15	36.315
Ricavi e altri proventi intersettoriali	355	21	16	18	3	-	(413)	-
Totale ricavi e altri proventi	18.672	9.960	6.513	1.157	365	46	(398)	36.315
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	339	(48)	2	-	-	-	(15)	278
Margine operativo lordo	3.667	1.596	2.058	277	218	28	(166)	7.678
Ammortamenti e impairment	1.118	807	671	105	95	21	7	2.824
Risultato operativo	2.549	789	1.387	172	123	7	(173)	4.854
Investimenti	740	350	1.381	153	813	21	7	3.465

(1) I ricavi e altri proventi 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.

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

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Divisioni globali												Totale					
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Rinnovabili			Enel X						Altro		
	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.	2018	2017	Var.
Italia	1.136	1.117	19	65	39	26	(32)	150	(182)	1.855	1.798	57	670	563	107	7	-	7	-	-	-	3.701	3.667	34
Iberia	351	277	74	58	37	21	167	223	(56)	964	923	41	188	136	52	26	-	26	-	-	-	1.754	1.596	158
Sud America	-	-	-	(39)	(38)	(1)	241	413	(172)	850	858	(8)	942	825	117	20	-	20	-	-	-	2.014	2.058	(44)
<i>Argentina</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>	<i>(1)</i>	<i>66</i>	<i>41</i>	<i>25</i>	<i>119</i>	<i>86</i>	<i>33</i>	<i>24</i>	<i>16</i>	<i>8</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>208</i>	<i>143</i>	<i>65</i>
<i>Brasile</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(13)</i>	<i>(16)</i>	<i>3</i>	<i>38</i>	<i>70</i>	<i>(32)</i>	<i>331</i>	<i>298</i>	<i>33</i>	<i>202</i>	<i>105</i>	<i>97</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>556</i>	<i>457</i>	<i>99</i>
<i>Cile</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(25)</i>	<i>(22)</i>	<i>(3)</i>	<i>41</i>	<i>212</i>	<i>(171)</i>	<i>114</i>	<i>129</i>	<i>(15)</i>	<i>367</i>	<i>346</i>	<i>21</i>	<i>4</i>	<i>-</i>	<i>4</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>501</i>	<i>665</i>	<i>(164)</i>
<i>Colombia</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>22</i>	<i>21</i>	<i>1</i>	<i>193</i>	<i>239</i>	<i>(46)</i>	<i>276</i>	<i>287</i>	<i>(11)</i>	<i>17</i>	<i>-</i>	<i>17</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>508</i>	<i>547</i>	<i>(39)</i>
<i>Perù</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>74</i>	<i>69</i>	<i>5</i>	<i>93</i>	<i>106</i>	<i>(13)</i>	<i>69</i>	<i>67</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>237</i>	<i>242</i>	<i>(5)</i>
<i>Altri Paesi</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>4</i>	<i>4</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>4</i>	<i>4</i>	<i>-</i>
Europa e Nord Africa	23	(25)	48	1	1	-	110	141	(31)	60	78	(18)	59	82	(23)	1	-	1	-	-	-	254	277	(23)
<i>Romania</i>	<i>23</i>	<i>(25)</i>	<i>48</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>60</i>	<i>78</i>	<i>(18)</i>	<i>30</i>	<i>59</i>	<i>(29)</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>116</i>	<i>114</i>	<i>2</i>
<i>Russia</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>108</i>	<i>140</i>	<i>(32)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>108</i>	<i>140</i>	<i>(32)</i>
<i>Slovacchia</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Altri Paesi</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>1</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>29</i>	<i>23</i>	<i>6</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>30</i>	<i>23</i>	<i>7</i>
Nord e Centro America	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	-	-	-	302	218	84	(10)	-	(10)	-	-	-	290	218	72
<i>Stati Uniti e Canada</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>137</i>	<i>93</i>	<i>44</i>	<i>(10)</i>	<i>-</i>	<i>(10)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>125</i>	<i>93</i>	<i>32</i>
<i>Messico</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>75</i>	<i>49</i>	<i>26</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>75</i>	<i>49</i>	<i>26</i>
<i>Panama</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>65</i>	<i>54</i>	<i>11</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>65</i>	<i>54</i>	<i>11</i>
<i>Altri Paesi</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>25</i>	<i>22</i>	<i>3</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>25</i>	<i>22</i>	<i>3</i>
Africa Sub-Sahariana e Asia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27	28	(1)	-	-	-	-	-	-	27	28	(1)
<i>Sudafrica</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>26</i>	<i>24</i>	<i>2</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>26</i>	<i>24</i>	<i>2</i>
<i>India</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>(1)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>(1)</i>
<i>Altri Paesi</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(3)</i>	<i>(1)</i>	<i>(2)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(3)</i>	<i>(1)</i>	<i>(2)</i>
Altro	-	-	-	(4)	(1)	(3)	(16)	(1)	(15)	(16)	(5)	(11)	(36)	(43)	7	(9)	-	(9)	(102)	(116)	14	(183)	(166)	(17)
Totale	1.510	1.369	141	81	38	43	468	926	(458)	3.713	3.652	61	2.152	1.809	343	35	-	35	(102)	(116)	14	7.857	7.678	179

Italia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni			
5.410	7.149	(1.739)	-24,3%	Termoelettrica		12.815	16.166	(3.351)	-20,7%		
6.400	4.290	2.110	49,2%	Idroelettrica		10.183	7.657	2.526	33,0%		
1.415	1.432	(17)	-1,2%	Geotermoelettrica		2.836	2.883	(47)	-1,6%		
277	242	35	14,5%	Eolica		741	594	147	24,7%		
34	42	(8)	-19,0%	Altre fonti		69	72	(3)	-4,2%		
13.536	13.155	381	2,9%	Totale produzione netta		26.644	27.372	(728)	-2,7%		

Nel primo semestre 2018, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 26.644 milioni di kWh (13.536 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018), registrando un decremento del 2,7% pari a 728 milioni di kWh. La maggiore produzione idroelettrica (2.526 milioni di kWh) a seguito delle più favorevoli condizioni di idraulicità del periodo rispetto al primo semestre 2017, nonché la maggiore produzione da fonte eolica (147 milioni di kWh), sono state più che compensate dalla minore produzione termoelettrica (3.351 milioni di kWh) connessa sostanzialmente alla minore produzione da carbone.

Nel secondo trimestre 2018 si rileva invece un incremento di 381 milioni di kWh (+2,9%) rispetto all'analogo periodo del 2017; la maggiore produzione idroelettrica e da fonte eolica hanno più che compensato la minore produzione termoelettrica.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre					
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni					
-	-	4	0,1%	(4)	-	-	-	7	-	(7)	100,0%		
1.113	18,8%	1.614	20,8%	(501)	-31,0%	2.952	21,1%	3.832	21,9%	(880)	-23,0%		
4.669	78,8%	6.004	77,4%	(1.335)	-22,2%	10.737	76,8%	13.347	76,2%	(2.610)	-19,6%		
141	2,4%	134	1,7%	7	5,2%	300	2,1%	324	1,9%	(24)	-7,4%		
5.923	100,0%	7.756	100,0%	(1.833)	-23,6%	Totale		13.989	100,0%	17.510	100,0%	(3.521)	-20,1%

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2018 si attesta a 13.989 milioni di kWh (5.923 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018), registrando un decremento di 3.521 milioni di kWh (-20,1%) rispetto al primo semestre 2017 (-23,6% nel secondo trimestre 2018). Tale decremento ha riguardato tutte le tipologie di combustibili, in particolare il carbone e il gas naturale.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
55.399	55.260	139	0,3%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	112.082	111.947	135	0,1%

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo semestre 2018 registra un incremento di 135 milioni di kWh (+0,1%) passando da 111.947 milioni di kWh del primo semestre 2017 a 112.082 milioni di kWh del primo semestre 2018.

Nel secondo trimestre 2018 l'energia trasportata è pari a 55.399 milioni di kWh, con un incremento di 139 milioni di kWh (+0,3%) rispetto al medesimo periodo del 2017.

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre				
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni		
Mercato libero:									
2.937	2.768	169	6,1%	- business to consumer	6.440	5.938	502	8,5%	
12.111	10.727	1.384	12,9%	- business to business	24.105	21.295	2.810	13,2%	
478	334	144	43,0%	- clienti in regime di salvaguardia	1.095	757	338	44,6%	
15.526	13.829	1.697	12,3%	Totale mercato libero	31.640	27.990	3.650	13,0%	
Mercato regolato:									
8.932	9.550	(618)	-6,5%	- clienti in regime di maggior tutela	19.976	21.370	(1.394)	-6,5%	
24.458	23.379	1.079	4,6%	TOTALE	51.616	49.360	2.256	4,6%	

L'energia venduta nel primo semestre 2018 è pari a 51.616 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 2.256 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. L'andamento riflette le maggiori quantità vendute nel mercato libero ai clienti business, in linea con le politiche commerciali. Tale andamento è in parte compensato dal decremento delle vendite sul mercato regolato per effetto del passaggio di 1,4 milioni di clienti al mercato libero. Analogo andamento nelle vendite di energia elettrica si rileva nel secondo trimestre 2018.

Vendite di gas naturale

2° trimestre				Milioni di m ³	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
410	321	89	27,7%	-Business to consumer	1.906	1.765	141	8,0%
329	359	(30)	-8,3%	-Business to business	1.027	1.121	(94)	-8,4%
739	680	59	8,7%	Totale	2.933	2.886	47	1,6%

Il gas venduto nel primo semestre 2018 è pari a 2.933 milioni di metri cubi, con un incremento di 47 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio.

Analogo andamento nelle vendite di gas si rileva nel secondo trimestre 2018.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro		1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
8.266	8.379	(113)	-1,3%	Ricavi e altri proventi	18.375	18.672	(297)	-1,6%
1.758	1.720	38	2,2%	Margine operativo lordo	3.701	3.667	34	0,9%
1.173	1.145	28	2,4%	Risultato operativo	2.481	2.549	(68)	-2,7%
				Investimenti	986	740	246	33,2%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel secondo trimestre e nel primo semestre 2018.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	3.809	4.085	(276)	-6,8%
Infrastrutture e Reti	1.826	1.929	(103)	-5,3%
Rinnovabili	566	470	96	20,4%
Mercati finali	3.590	3.425	165	4,8%
Enel X	28	-	28	-
Servizi	340	289	51	17,6%
Elisioni e rettifiche	(1.893)	(1.819)	(74)	-4,1%
Totale	8.266	8.379	(113)	-1,3%

I **ricavi e altri proventi** del secondo trimestre 2018 ammontano a 8.266 milioni di euro, con un decremento di 113 milioni di euro rispetto al 2017 (-1,3%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 276 milioni di euro (-6,8%) rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
 - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 233 milioni di euro, correlati essenzialmente a una riduzione dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato le maggiori quantità vendute (+9,8 TWh);
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 62 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle minori quantità generate. In particolare, la variazione è da riferire principalmente alla riduzione dei ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali, in parte compensata dalle maggiori vendite sulla Borsa dell'energia elettrica;
 - una riduzione dei ricavi per vendita di combustibili per 132 milioni di euro;
 - maggiori ricavi per vendita di certificati ambientali per 196 milioni di euro;
- > minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 103 milioni di euro (-5,3%), riferibili sostanzialmente al decremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 91 milioni di euro) a seguito dei minori volumi acquistati e alla riduzione del contributo unitario;
- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 96 milioni di euro (+20,4%) per effetto delle maggiori quantità prodotte;
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 165 milioni di euro (+4,8%), connessi essenzialmente:

- ai maggiori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 261 milioni di euro, a seguito delle maggiori quantità vendute (+1,7 TWh);
- ai maggiori ricavi sul mercato regolato dell'energia per 71 milioni di euro da attribuire al miglioramento del meccanismo di perequazione acquisti rilevato a rettifica dei ricavi;
- all'incremento dei ricavi per vendita di gas naturale ai clienti finali per 24 milioni di euro;
- alla riduzione dei contributi di connessione per 56 milioni di euro;
- a una riduzione dei ricavi (51 milioni di euro) da riferire alla cessione di Enel Sole ed Enel.si alla nuova linea di business Enel X.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(24)	(5)	(19)	-
Infrastrutture e Reti	899	935	(36)	-3,9%
Rinnovabili	369	294	75	25,5%
Mercati finali	468	476	(8)	-1,7%
Enel X	5	-	5	-
Servizi	41	20	21	-
Totale	1.758	1.720	38	2,2%

Il **margin** operativo lordo del secondo trimestre 2018 si attesta a 1.758 milioni di euro, registrando un incremento di 38 milioni di euro (+2,2%) rispetto ai 1.720 milioni di euro del secondo trimestre 2017. Tale incremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 19 milioni di euro;
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 36 milioni di euro (-3,9%) sostanzialmente riconducibile ai maggiori costi operativi, nonché al minor margine da trasporto di energia elettrica;
- > all'incremento del margine da fonti **Rinnovabili** per 75 milioni di euro;
- > al decremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 8 milioni di euro (-1,7%), riferibile principalmente alla già citata variazione di perimetro in parte compensata da un incremento del margine sul mercato regolato.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(78)	(65)	(13)	-20,0%
Infrastrutture e Reti	615	625	(10)	-1,6%
Rinnovabili	286	226	60	26,5%
Mercati finali	324	351	(27)	-7,7%
Enel X	(3)	-	(3)	-
Servizi	29	8	21	-
Totale	1.173	1.145	28	2,4%

Il **risultato operativo** si attesta a 1.173 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 10 milioni di euro, registra un incremento di 28 milioni di euro (+2,4%) rispetto ai 1.145 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2017.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	8.880	9.360	(480)	-5,1%
Infrastrutture e Reti	3.813	3.792	21	0,6%
Rinnovabili	1.059	941	118	12,5%
Mercati finali	8.100	8.073	27	0,3%
Enel X	89	-	89	-
Servizi	626	545	81	14,9%
Elisioni e rettifiche	(4.192)	(4.039)	(153)	-3,8%
Totale	18.375	18.672	(297)	-1,6%

I **ricavi e altri proventi** del primo semestre 2018 ammontano a 18.375 milioni di euro, con un decremento di 297 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017 (-1,6%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 480 milioni di euro (-5,1%) rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale decremento è prevalentemente riconducibile:
 - ai minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 673 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermedie (-3,2 TWh);
 - ai minori ricavi da vendita di energia elettrica per 356 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle minori quantità prodotte. In particolare, la variazione è da riferire alla riduzione dei ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali (-494 milioni di euro) e alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica;
 - ai maggiori ricavi per vendita di combustibili per 348 milioni di euro, principalmente riferiti alla vendita di gas;
 - a un incremento dei ricavi per vendita di certificati ambientali per 223 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 21 milioni di euro (+0,6%), riferibili sostanzialmente:
 - alla rilevazione del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'indennizzo connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas;
 - ai maggiori contributi di connessione per 32 milioni di euro;
 - ai maggiori ricavi relativi alla modifica regolatoria n. 654/15 dell' Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) (c.d. "lag.regolatorio") per 43 milioni di euro più che compensati dai minori ricavi tariffari (20 milioni di euro) a seguito della riduzione delle tariffe di distribuzione e misura e dall'effetto negativo di partite pregresse (32 milioni di euro);
 - alla riduzione dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 78 milioni di euro) a seguito dei minori volumi acquistati e della riduzione del contributo unitario rispetto al primo semestre 2017;
 - alla riduzione dei ricavi per vendita di contatori elettronici ad altre società del Gruppo (35 milioni di euro);
- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 118 milioni di euro (+12,5%) per effetto essenzialmente delle maggiori quantità prodotte e dell'effetto prezzo;
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 27 milioni di euro (+0,3%), connessi essenzialmente:

- ai minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 215 milioni di euro dovuti principalmente al decremento delle quantità vendute (-1,4 TWh) e del numero dei clienti serviti (-7.6%);
 - all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 347 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità vendute (+3,6 TWh) principalmente ai clienti business;
 - ai maggiori ricavi per vendita di gas naturale ai clienti finali per 89 milioni di euro da riferire all'incremento dei prezzi medi;
 - al decremento dei contributi di connessione per 103 milioni di euro a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 15 che ha determinato la rilevazione dei soli contributi di competenza del venditore;
 - a una riduzione dei ricavi (96 milioni di euro) da riferire alla cessione di Enel Sole ed Enel.si alla nuova linea di business dedicata allo sviluppo dei servizi a valore aggiunto;
- > maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 89 milioni di euro da riferire sostanzialmente alla già citata variazione di perimetro della nuova linea di business denominata **Enel X**.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(32)	150	(182)	-
Infrastrutture e Reti	1.855	1.798	57	3,2%
Rinnovabili	670	563	107	19,0%
Mercati finali	1.136	1.117	19	1,7%
Enel X	7	-	7	-
Servizi	65	39	26	66,7%
Totale	3.701	3.667	34	0,9%

Il **marginе operativo lordo** del primo semestre 2018 si attesta a 3.701 milioni di euro, registrando un incremento di 34 milioni di euro (+0,9%) rispetto ai 3.667 milioni di euro del primo semestre 2017. Tale incremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 182 milioni di euro, da attribuire alla contrazione della produzione termoelettrica e dei prezzi medi, nonché all'incremento dei costi di acquisto gas;
- > al maggior margine di **Infrastrutture e Reti** per 57 milioni di euro (+3,2%) sostanzialmente riconducibile:
 - alla rilevazione del corrispettivo, pari a 128 milioni di euro, relativo all'accordo che e-distribuzione ha raggiunto con F2i e 2i Rete Gas già commentato nei ricavi;
 - al minor margine sui Titoli di Efficienza Energetica per 15 milioni di euro;
 - ai maggiori costi operativi per 31 milioni di euro connessi principalmente all'acquisto di contatori di seconda generazione in attuazione del piano Open Meter;
- > all'incremento del margine da fonti **Rinnovabili** per 107 milioni di euro per effetto delle maggiori quantità prodotte, dell'effetto prezzo, nonché del miglioramento del margine dei servizi ancillari, solo in parte compensato dai minori contributi per certificati verdi;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 19 milioni di euro (+1,7%), prevalentemente riferibile:
 - a un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica per 23 milioni di euro (di cui -19 milioni di euro relativi alla componente gas) da riferire principalmente alla riduzione dei costi per agenzie e teleseller per effetto dell'applicazione dell'IFRS 15 che ne prevede la capitalizzazione ove siano incrementativi della base clienti;
 - a un incremento del margine sul mercato regolato per 17 milioni di euro da attribuire principalmente alla riduzione dei costi operativi;
 - a una riduzione del margine per 23 milioni di euro da riferire alla già citata variazione di perimetro;

- > all'incremento del margine per servizi a valore aggiunto per 7 milioni di euro della business line **Enel X**.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2018	2017		
Generazione e Trading	(142)	32	(174)	-
Infrastrutture e Reti	1.305	1.226	79	6,4%
Rinnovabili	514	428	86	20,1%
Mercati finali	769	847	(78)	-9,2%
Enel X	(7)	-	(7)	-
Servizi	42	16	26	-
Totale	2.481	2.549	(68)	-2,7%

Il **risultato operativo** si attesta a 2.481 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 102 milioni di euro, registra un decremento di 68 milioni di euro (-2,7%) rispetto ai 2.549 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2017. L'incremento degli ammortamenti e impairment è riferito sostanzialmente ai Mercati finali a seguito dei maggiori ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali che includono i "contract cost" citati precedentemente e delle maggiori svalutazioni dei crediti commerciali.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2018	2017		
Generazione e Trading	53	22	31	-
Infrastrutture e Reti	711	573	138	24,1%
Rinnovabili	89	91	(2)	-2,2%
Mercati finali	106	43	63	-
Enel X	9	-	9	-
Servizi	18	11	7	63,6%
Totale	986	740	246	33,2%

Gli **investimenti** del primo semestre 2018 ammontano a 986 milioni di euro in aumento di 246 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

- > maggiori investimenti di **Generazione e Trading** per 31 milioni di euro da riferire principalmente a impianti geotermoelettrici;
- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 138 milioni di euro connessi principalmente ad attività legate alla qualità del servizio e alle attività relative alla sostituzione dei contatori elettronici per la realizzazione del piano Open Meter;
- > minori investimenti in attività da fonti **Rinnovabili** pari a 2 milioni di euro;
- > un incremento degli investimenti di **Mercati finali** per 63 milioni di euro a seguito della capitalizzazione dei costi per agenzia e teleseller come "contract cost";
- > maggiori investimenti connessi alla business line **Enel X** per 9 milioni di euro;
- > un incremento degli investimenti pari a 7 milioni di euro relativo ai **Servizi**.

Iberia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
7.136	10.358	(3.222)	-31,1%	Termoelettrica	15.777	19.676	(3.899)	-19,8%
5.119	5.912	(793)	-13,4%	Nucleare	11.769	13.096	(1.327)	-10,1%
3.242	1.628	1.614	-	Idroelettrica	5.289	3.140	2.149	68,4%
850	793	57	7,2%	Eolica	2.020	1.753	267	15,2%
9	8	1	12,5%	Altre fonti	13	13	-	-
16.356	18.699	(2.343)	-12,5%	Totale produzione netta	34.868	37.678	(2.810)	-7,5%

La produzione netta di energia elettrica in Iberia effettuata nel primo semestre 2018 è pari a 34.868 milioni di kWh, con un decremento di 2.810 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017. La variazione trova riscontro prevalentemente in una minore produzione termoelettrica causata da una migliore idraulicità che ha incrementato fortemente le risorse per la produzione idroelettrica. La riduzione della produzione nucleare è dovuta al fermo delle centrali Vandellós II e Almaraz II.

Nel secondo trimestre 2018 la produzione netta è pari a 16.356 milioni di kWh, con un decremento di 2.343 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

2° trimestre						Milioni di kWh	1° semestre					
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni				
1.322	10,5%	1.648	9,8%	(326)	19,8%	Olio combustibile	2.801	9,8%	3.171	9,3%	(370)	11,7%
966	7,7%	2.443	14,4%	(1.477)	60,5%	Gas naturale	2.186	7,7%	3.516	10,4%	(1.330)	37,8%
3.997	31,8%	5.783	34,2%	(1.786)	30,9%	Carbone	9.522	33,3%	11.814	34,8%	(2.292)	19,4%
5.321	42,4%	6.158	36,4%	(837)	13,6%	Combustibile nucleare	12.205	42,7%	13.613	40,1%	(1.408)	10,3%
952	7,6%	883	5,2%	69	7,8%	Altri combustibili	1.848	6,5%	1.845	5,4%	3	0,2%
12.558	100,0%	16.915	100,0%	(4.357)	25,8%	Totale	28.562	100,0%	33.959	100,0%	(5.397)	15,9%

La produzione termoelettrica lorda nel primo semestre 2018 è pari a 28.562 milioni di kWh (12.558 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018) e registra un decremento di 5.397 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-4.357 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018). Il decremento ha riguardato quasi tutte le tipologie di combustibile e in particolare il carbone.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
27.023	27.503	(480)	-1,7%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾	55.064	54.803	261	0,5%

(1) Il dato del 2017 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel primo semestre 2018 è pari a 55.064 milioni di kWh (27.023 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018) e registra un incremento di 261 milioni di kWh (-480 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018).

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
18.347	20.433	(2.086)	-10,2%	Mercato libero	38.099	40.368	(2.269)	-5,6%
2.775	3.087	(312)	-10,1%	Mercato regolato	6.485	6.788	(303)	-4,5%
21.122	23.520	(2.398)	-10,2%	Totale	44.584	47.156	(2.572)	-5,8%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo semestre 2018 sono pari a 44.584 milioni di kWh (21.122 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018), con un decremento di 2.572 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2017 (-2.398 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018); in un contesto in cui la domanda nazionale è in crescita dell'1,2%, l'andamento delle vendite risente negativamente della maggiore concorrenzialità sul mercato libero.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
4.602	4.750	(148)	-3,1%	Ricavi e altri proventi	9.694	9.960	(266)	-2,7%
895	902	(7)	-0,8%	Margine operativo lordo	1.754	1.596	158	9,9%
466	511	(45)	-8,8%	Risultato operativo	900	789	111	14,1%
				Investimenti	528	350	178	50,9%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel secondo trimestre e nel primo semestre 2018.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	1.267	1.641	(374)	-22,8%
Infrastrutture e Reti	682	653	29	4,4%
Rinnovabili	216	137	79	57,7%
Mercati finali	3.427	3.699	(272)	-7,4%
Enel X	55	-	55	-
Servizi	121	112	9	8,04%
Elisioni e rettifiche	(1.166)	(1.492)	326	21,8%
Totale	4.602	4.750	(148)	-3,1%

I **ricavi e altri proventi** del secondo trimestre 2018 sono in decremento di 148 milioni di euro, per effetto:

- > di minori ricavi da **Generazione e Trading** per 374 milioni di euro, prevalentemente riconducibili:
 - al decremento delle quantità vendute e riduzione dei prezzi dell'energia all'ingrosso. 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;
 - a minori contributi per 15 milioni rispetto al medesimo trimestre 2017, relativi alle integrazioni tariffarie previste per la generazione nell'area extrapeninsulare (Sistema Elettrico Non Peninsulare);

- > del decremento dei ricavi, pari a 272 milioni di euro, sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto della riduzione dei prezzi medi di vendita unitamente alla riduzione delle quantità vendute sia sul mercato libero sia sul mercato regolato;
- > dell'incremento dei ricavi, pari a 79 milioni di euro, delle **Rinnovabili** principalmente per maggiori quantità vendute, del consolidamento della società acquisita Parques Eólicos Gestinver e tenuto conto della riduzione dei prezzi. Come già segnalato per Generazione e Trading, anche in questo caso la maggior parte dei ricavi sono realizzati nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica;
- > dell'incremento dei ricavi di **Infrastrutture e Reti** per 29 milioni di euro principalmente per effetto degli adeguamenti tariffari riconosciuti tenuto conto della proposta di ordine ministeriale in via di definizione del Ministero per l'Energia, il Turismo e l'Agenda Digitale; tali maggiori ricavi sono in parte compensati dall'applicazione dell'IFRS 15 sui ricavi da contratti di connessione alla rete elettrica;
- > dei maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 55 milioni di euro relativi alla nuova linea di business **Enel X**.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	48	134	(86)	-64,2%
Infrastrutture e Reti	508	477	31	6,5%
Rinnovabili	112	85	27	31,8%
Mercati finali	193	188	5	2,7%
Enel X	8	-	8	-
Servizi	26	18	8	44,4%
Totale	895	902	(7)	-0,8%

Il **margin operativo lordo** ammonta a 895 milioni di euro, in decremento di 7 milioni di euro (-0,8%) rispetto all'analogo periodo del 2017, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo nelle attività di **Generazione e Trading** (86 milioni di euro) a seguito dei minori ricavi commentati sopra, solo parzialmente compensati dai minori costi di combustibili ed energia;
- > un maggior margine delle attività da fonti **Rinnovabili** per 27 milioni di euro connesso alle maggiori quantità prodotte e vendute in parte compensate da maggiori costi operativi per 52 milioni di euro, di cui 25 milioni di euro per canoni derivazione acque (incremento in linea con le maggiori quantità prodotte);
- > un incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 31 milioni di euro, prevalentemente a seguito dei maggiori ricavi commentati sopra;
- > un maggior margine sui **Mercati finali**, pari a 5 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del significativo decremento dei costi medi di approvvigionamento di energia elettrica e gas, a cui si aggiunge una riduzione dei costi per commissioni di negoziazione contratti a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15;
- > un maggior margine per servizi a valore aggiunto per 8 milioni di euro relativo alla nuova linea di business **Enel X**.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(109)	(32)	(77)	-
Infrastrutture e Reti	327	321	6	1,9%
Rinnovabili	75	52	23	44,2%
Mercati finali	150	147	3	2,0%
Enel X	8	-	8	-
Servizi	15	23	(8)	-34,8%
Totale	466	511	(45)	-8,8%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 429 milioni di euro (391 milioni di euro nel secondo trimestre 2017), è pari a 466 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2017, un decremento di 45 milioni di euro, per effetto, oltre che di quanto già commentato sopra, dei maggiori ammortamenti.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	2.758	2.938	(180)	-6,1%
Infrastrutture e Reti	1.337	1.277	60	4,7%
Rinnovabili	388	290	98	33,8%
Mercati finali	7.412	7.944	(532)	-6,7%
Enel X	104	-	104	-
Servizi	242	222	20	9,0%
Elisioni e rettifiche	(2.547)	(2.711)	164	6,0%
Totale	9.694	9.960	(266)	-2,7%

I **ricavi e altri proventi** del primo semestre 2018 registrano un decremento di 266 milioni di euro, per effetto:

- > di minori ricavi da **Generazione e Trading** per 180 milioni di euro riconducibili a:
 - decremento dei ricavi da vendita energia elettrica per circa 130 milioni di euro per effetto delle minori quantità vendute e della riduzione dei prezzi dell'energia all'ingrosso, solo in parte compensati dai maggiori ricavi per vendita gas. Si segnala che in buona parte tali ricavi sono realizzati nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione e sono, quindi, inclusi, con segno opposto, nelle "elisioni e rettifiche";
 - minori contributi, per 57 milioni rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, relativi alle integrazioni tariffarie previste per la generazione nell'area extrapeninsulare (Sistema Elettrico Non Peninsulare);
- > di minori ricavi sui **Mercati finali** per 532 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della riduzione dei prezzi medi di vendita unitamente alla riduzione delle quantità vendute sia sul mercato libero sia sul mercato regolato;
- > dell'incremento di 60 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti** degli adeguamenti tariffari riconosciuti tenuto conto della proposta di ordine ministeriale in via di definizione del Ministero per l'Energia, il Turismo e l'Agenda Digitale; tali maggiori ricavi sono in parte compensati dall'applicazione dell'IFRS 15 sui ricavi da contratti di connessione alla rete elettrica;

- > dell'incremento dei ricavi delle **Rinnovabili**, per 98 milioni di euro, principalmente per effetto delle maggiori quantità vendute, del consolidamento di Parques Eólicos Gestinver e tenuto conto della riduzione dei prezzi. Come già segnalato per Generazione e Trading, anche in questo caso la maggior parte dei ricavi sono realizzati nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica;
- > dei maggiori ricavi per servizi a valore aggiunto per 104 milioni di euro relativi alla nuova linea di business **Enel X**.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	167	223	(56)	-25,1%
Infrastrutture e Reti	964	923	41	4,4%
Rinnovabili	188	136	52	38,2%
Mercati finali	351	277	74	26,7%
Enel X	26	-	26	-
Servizi	58	37	21	56,8%
Totale	1.754	1.596	158	9,9%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 1.754 milioni di euro, con un incremento di 158 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 56 milioni di euro, a seguito dei minori ricavi commentati sopra, solo parzialmente compensati dai minori costi di combustibili ed energia;
- > un incremento del margine operativo lordo su **Infrastrutture e Reti**, pari a 41 milioni di euro, prevalentemente a seguito dei maggiori ricavi commentati sopra;
- > un incremento del margine delle **Rinnovabili** per 52 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità prodotte e vendute i cui maggiori ricavi, sopra commentati, sono in parte compensati da maggiori costi operativi per 46 milioni di euro di cui 30 milioni di euro per canoni derivazione acque (incremento in linea con le maggiori quantità prodotte);
- > un maggior margine sui **Mercati finali**, pari a circa 74 milioni di euro sostanzialmente per effetto del significativo decremento dei costi medi di approvvigionamento di energia elettrica e gas, che più che compensa la forte riduzione dei ricavi, a cui si aggiunge una riduzione dei costi per commissioni di negoziazione contratti a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 (35 milioni di euro nel primo semestre 2018);
- > maggior margine per servizi a valore aggiunto per 26 milioni di euro relativo alla nuova linea di business di **Enel X**.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	(138)	(91)	(47)	-51,6%
Infrastrutture e Reti	602	597	5	0,8%
Rinnovabili	113	58	55	94,8%
Mercati finali	258	198	60	30,3%
Enel X	26	-	26	-
Servizi	39	27	12	44,4%
Totale	900	789	111	14,1%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 854 milioni di euro (807 milioni di euro nel primo semestre 2017) è pari a 900 milioni di euro ed evidenza, rispetto allo stesso periodo del 2017, un incremento di 111 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Generazione e Trading	110	74	36	48,6%
Infrastrutture e Reti	286	236	50	21,2%
Rinnovabili	75	15	60	-
Mercati finali	37	19	18	94,7%
Enel X	15	-	15	-
Servizi	5	6	(1)	-16,7%
Totale	528	350	178	50,9%

Gli **investimenti** ammontano a 528 milioni di euro con un incremento di 178 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2018 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (273 milioni di euro), per sub-stazioni e trasformatori, interventi sulla linea e sostituzione degli apparati di misurazione. L'incremento delle Rinnovabili si riferisce prevalentemente a nuovi impianti fotovoltaici ed eolici in costruzione.

Sud America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2018	2017	Variazioni						2018	2017	Variazioni	
6.206	6.842	(636)	-9,3%	Termoelettrica				12.588	13.895	(1.307)	-9,4%
7.972	6.977	995	14,3%	Idroelettrica				16.437	15.558	879	5,6%
1.644	739	905	-	Eolica				2.663	1.397	1.266	90,6%
705	259	446	-	Altre fonti				1.451	548	903	-
16.527	14.817	1.710	11,5%	Totale produzione netta				33.139	31.398	1.741	5,5%
3.534	3.624	(90)	-2,5%	- di cui Argentina				7.295	7.779	(484)	-6,2%
2.348	1.282	1.066	83,2%	- di cui Brasile				4.498	2.942	1.556	52,9%
4.983	4.650	333	7,2%	- di cui Cile				10.101	9.747	354	3,6%
3.453	3.663	(210)	-5,7%	- di cui Colombia				6.732	7.443	(711)	-9,6%
2.185	1.556	629	40,4%	- di cui Perù				4.444	3.409	1.035	30,4%
24	42	(18)	-42,9%	- di cui altri Paesi				69	78	(9)	-11,5%

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2018 è pari a 33.139 milioni di kWh, con un incremento di 1.741 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale incremento è dovuto principalmente alla maggiore produzione idroelettrica e da altre fonti rinnovabili in Brasile e Cile a seguito delle più favorevoli condizioni di idraulicità che hanno caratterizzato tali Paesi nel periodo in esame e per l'acquisizione, avvenuta a fine 2017 della centrale di Volta Grande in Brasile. La riduzione della produzione da fonte termoelettrica, particolarmente concentrata in Cile, Argentina e Brasile a seguito dell'indisponibilità degli impianti di Tarapacá, Costanera e Fortaleza, è in parte compensata dalla maggiore produzione rilevata in Perù.

Nel secondo trimestre 2018 la produzione netta è pari a 16.527 milioni di kWh con un incremento di 1.710 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017, dovuto al già citato aumento della produzione degli impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili che è stato in minima parte compensato da una riduzione della produzione degli impianti tradizionali e in particolare di quelli a ciclo combinato.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre					
2018	2017	Variazioni						2018	2017	Variazioni			
158	2,4%	294	4,0%	(136)	-46,3%	Olio combustibile		223	1,7%	646	4,3%	(423)	-65,5%
5.146	80,0%	5.507	74,4%	(361)	-6,6%	Gas naturale		10.785	82,3%	11.431	76,7%	(646)	-5,7%
969	15,1%	1.311	17,7%	(342)	-26,1%	Carbone		1.881	14,3%	2.439	16,4%	(558)	-22,9%
162	2,5%	287	3,9%	(125)	-43,6%	Altri combustibili		222	1,7%	396	2,6%	(174)	-43,9%
6.435	100,0%	7.399	100,0%	(964)	-13,0%	Totale		13.111	100,0%	14.912	100,0%	(1.801)	-12,1%

La produzione termoelettrica lorda nel primo semestre 2018 è pari a 13.111 milioni di kWh e registra un decremento di 1.801 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo precedente. Tale decremento è sostanzialmente riferibile al minor uso di olio combustibile, carbone e altri combustibili in Argentina, Brasile e Cile.

Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2018.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
26.250	22.914	3.336	14,6%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	49.435	44.855	4.580	10,2%
4.415	4.455	(40)	-0,9%	- di cui Argentina	9.042	9.090	(48)	-0,5%
12.215	8.991	3.224	35,9%	- di cui Brasile	21.343	16.850	4.493	26,7%
4.130	4.073	57	1,4%	- di cui Cile	8.130	8.074	56	0,7%
3.471	3.411	60	1,8%	- di cui Colombia	6.880	6.783	97	1,4%
2.019	1.984	35	1,8%	- di cui Perù	4.040	4.058	(18)	-0,4%

L'energia trasportata nel primo semestre 2018 è pari a 49.435 milioni di kWh (26.250 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018) e registra un incremento pari a 4.580 milioni di kWh (+3.336 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018), in particolar modo in Brasile che risente anche del consolidamento di Enel Distribuição Goiás, a partire dal mese di febbraio 2017 e dell'acquisizione di Eletropaulo, società di distribuzione elettrica brasiliana.

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
20.033	18.033	2.000	11,1%	Energia venduta da Enel	38.877	37.263	1.614	4,3%
3.693	3.778	(85)	-2,2%	- di cui Argentina	7.550	7.643	(93)	-1,2%
9.230	7.000	2.230	31,9%	- di cui Brasile	17.034	14.987	2.047	13,7%
3.225	3.250	(25)	-0,8%	- di cui Cile	6.447	6.577	(130)	-2,0%
2.152	2.335	(183)	-8%	- di cui Colombia	4.392	4.629	(237)	-5,1%
1.733	1.670	63	3,8%	- di cui Perù	3.454	3.427	27	0,8%

L'energia venduta nel primo semestre 2018 ammonta a 38.877 milioni di kWh (20.033 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018) e registra un incremento di 1.614 milioni di kWh (+2.000 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018). Analogamente a quanto commentato sopra l'incremento è da ascrivere all'aumento delle vendite in Brasile a seguito dell'acquisizione di Eletropaulo, che è stato in parte compensato da una riduzione negli altri Paesi.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
3.507	3.266	241	7,4%	Ricavi e altri proventi	6.593	6.513	80	1,2%
1.002	971	31	3,2%	Margine operativo lordo	2.014	2.058	(44)	-2,1%
664	612	52	8,5%	Risultato operativo	1.372	1.387	(15)	-1,1%
				Investimenti	836	1.381	(545)	-39,5%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2018.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	364	374	(10)	-2,7%
Brasile	1.475	1.183	292	24,7%
Cile	763	870	(107)	-12,3%
Colombia	569	527	42	8,0%
Perù	334	308	26	8,4%
Altri Paesi	2	4	(2)	-50,0%
Totale	3.507	3.266	241	7,4%

I **ricavi e altri proventi** del secondo trimestre 2018 registrano un incremento di 241 milioni di euro che è principalmente riconducibile a:

- > minori ricavi in Argentina per 10 milioni di euro dovuto all'effetto negativo del tasso di cambio in parte compensato dall'incremento tariffario in applicazione della revisione tariffaria approvata con la Risoluzione ENRE il 1° febbraio 2017;
- > incremento dei ricavi in Brasile per 292 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'acquisizione, avvenuta in data 7 giugno 2018, di Eletropaulo che ha determinato maggiori ricavi per circa 308 milioni di euro nonché dei maggiori ricavi rilevati da Enel Green Power Projetos I, società titolare dal 28 settembre 2017 di una concessione trentennale sulla centrale idroelettrica di Volta Grande (19 milioni di euro). Tale incremento è stato parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi per vendite e servizi di Enel Distribuição Goiás (69 milioni di euro), rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente e dallo sfavorevole andamento del cambio;
- > un decremento dei ricavi in Cile pari a 107 milioni di euro dovuto all'effetto combinato di minori vendite verso imprese distributrici e minori vendite verso clienti dovute al passaggio dal mercato regolato al libero, nonché all'effetto sfavorevole del cambio;
- > maggiori ricavi in Colombia per 42 milioni di euro che dipendono principalmente dall'aumento delle vendite di energia durante il secondo trimestre (34 milioni di euro) compensate dall'andamento negativo del cambio;
- > maggiori ricavi in Perù per 26 milioni di euro, principalmente per l'incremento tariffario dovuto all'inclusione di un onere a carico dei clienti relativo alla qualità del servizio rilevato.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	90	77	13	16,9%
Brasile	297	269	28	10,4%
Cile	215	227	(12)	-5,3%
Colombia	271	276	(5)	-1,8%
Perù	127	120	7	5,8%
Altri Paesi	2	2	-	-
Totale	1.002	971	31	3,2%

Il **marginе operativo lordo** ammonta a 1.002 milioni di euro, con un incremento di 31 milioni di euro (+3,2%) rispetto all'analogo periodo del 2017 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 13 milioni di euro, dovuto prevalentemente agli effetti della revisione tariffaria già commentata nei ricavi;
- > un minor margine operativo lordo in Cile per 12 milioni di euro, a seguito alla riduzione dei ricavi per vendita energia e gas dovuti all'effetto combinato di minori vendite verso imprese distributrici rispetto al corrispondente periodo precedente e a minori vendite verso clienti dovute al passaggio dal mercato regolato al libero;
- > un incremento del margine in Brasile per 28 milioni di euro, sostanzialmente per effetto delle variazioni di perimetro già commentate nei ricavi;
- > un decremento del margine in Colombia per 5 milioni di euro da attribuire ai maggiori costi di acquisto di energia elettrica sul mercato spot a prezzi più elevati e a un andamento sfavorevole del cambio;
- > un incremento del margine in Perù pari a 7 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	63	49	14	28,6%
Brasile	158	113	45	39,8%
Cile	132	141	(9)	-6,4%
Colombia	225	234	(9)	-3,8%
Perù	85	73	12	16,4%
Altri Paesi	1	2	(1)	-50,0%
Totale	664	612	52	8,5%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 338 milioni di euro (359 milioni di euro nel secondo trimestre 2017) è pari a 664 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2017, un incremento di 52 milioni di euro. In particolare, il decremento degli ammortamenti e impairment (21 milioni di euro) è dovuto all'effetto della variazione dei tassi di cambio.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	796	739	57	7,7%
Brasile	2.535	2.178	357	16,4%
Cile	1.540	1.891	(351)	-18,6%
Colombia	1.096	1.070	26	2,4%
Perù	621	629	(8)	-1,3%
Altri Paesi	5	6	(1)	-16,7%
Totale	6.593	6.513	80	1,2%

I **ricavi e altri proventi** del primo semestre 2018 registrano un incremento di 80 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 57 milioni di euro a seguito dell'incremento tariffario in applicazione della revisione tariffaria approvata con la Risoluzione ENRE, il 1° febbraio 2017, in parte compensato dal negativo andamento dei cambi (276 milioni di euro);

- > un incremento dei ricavi in Brasile per 357 milioni di euro, in particolare per le revisioni tariffarie applicate alle società di distribuzione di Goiás, Rio de Janeiro e Ceará (224 milioni di euro), per le variazioni di perimetro connesse all'acquisizione in data 7 giugno 2018 di Eletropaulo (308 milioni di euro) e di Enel Distribuição Goiás in data 14 febbraio 2017, nonché i maggiori ricavi rilevati da Enel Green Power Projetos I, società titolare dal 28 settembre 2017 di una concessione trentennale sulla centrale idroelettrica di Volta Grande (40 milioni di euro). Tale incremento è in parte compensato dall'effetto cambio negativo per 424 milioni di euro dovuto al deprezzamento del Real rispetto all'euro;
- > un decremento dei ricavi in Cile per 351 milioni di euro, sostanzialmente a seguito della riduzione dei ricavi per vendita energia dovuti all'effetto combinato di minori vendite a imprese distributrici rispetto al primo semestre 2017, di minori vendite verso clienti dovute al passaggio dal mercato regolato al mercato libero (82 milioni di euro), della plusvalenza rilevata nel primo trimestre 2017 per la cessione di Electrogas (146 milioni di euro) nonché dello sfavorevole andamento del cambio (64 milioni di euro);
- > maggiori ricavi in Colombia per 26 milioni di euro, per effetto dell'incremento delle tariffe, in parte compensato dall'andamento negativo del cambio (89 milioni di euro);
- > un decremento dei ricavi in Perù per 8 milioni di euro che risente sostanzialmente dell'effetto cambio negativo (59 milioni di euro), in parte compensato dall'incremento tariffario dovuto all'inclusione di un onere a carico dei clienti relativo alla qualità del servizio.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	208	143	65	45,5%
Brasile	556	457	99	21,7%
Cile	501	665	(164)	-24,7%
Colombia	508	547	(39)	-7,1%
Perù	237	242	(5)	-2,1%
Altri Paesi	4	4	-	-
Totale	2.014	2.058	(44)	-2,1%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 2.014 milioni di euro, con un decremento di 44 milioni di euro (-2,1%) rispetto all'analogo periodo del 2017 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 65 milioni di euro, dovuto prevalentemente agli effetti della revisione tariffaria già commentata nei ricavi;
- > un minor margine operativo lordo in Cile per 164 milioni di euro, che risente in misura prevalente della plusvalenza sopra citata;
- > un decremento del margine in Colombia per 39 milioni di euro da attribuire ai maggiori costi di acquisto di energia elettrica sul mercato spot a prezzi più elevati e a un andamento sfavorevole del cambio;
- > un aumento del margine in Brasile per 99 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'acquisizione, avvenuta in data 7 giugno 2018, di Eletropaulo (15 milioni di euro), del consolidamento per tutto il primo semestre 2018 del margine di Enel Distribuição Goiás (57 milioni di euro) rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente, nonché del maggior margine rilevato da Enel Green Power Projetos I (34 milioni di euro). Tale incremento è stato in parte compensato dallo sfavorevole andamento del cambio.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	160	91	69	75,8%
Brasile	287	176	111	63,1%
Cile	340	497	(157)	-31,6%
Colombia	419	459	(40)	-8,7%
Perù	164	161	3	1,9%
Altri Paesi	2	3	(1)	-33,3%
Totale	1.372	1.387	(15)	-1,1%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2018, inclusivo di ammortamenti e impairment per 642 milioni di euro (671 milioni di euro nel primo semestre 2017) è pari a 1.372 milioni di euro ed evidenza, rispetto allo stesso periodo del 2017, un decremento di 15 milioni di euro. In particolare, il decremento degli ammortamenti e impairment (29 milioni di euro) è dovuto all'effetto della variazione dei tassi di cambio.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Argentina	83	81	2	2,5%
Brasile	335	770	(435)	-56,5%
Cile	208	207	1	0,5%
Colombia	128	110	18	16,4%
Perù	82	213	(131)	-61,5%
Totale	836	1.381	(545)	-39,5%

Gli **investimenti** ammontano a 836 milioni di euro con un decremento di 545 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2018 si riferiscono soprattutto a interventi sulle reti di distribuzione in Brasile, Colombia, Argentina e Perù. La riduzione degli investimenti rispetto al primo semestre 2017 è da attribuire al completamento di alcuni impianti da fonte eolica e solare in Brasile e Perù.

Europa e Nord Africa

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2018	2017	Variazioni						2018	2017	Variazioni	
8.325	8.212	113	1,4%	Termoelettrica				17.998	18.325	(327)	-1,8%
7	4	3	75,0%	Idroelettrica				26	18	8	44,4%
373	365	8	2,2%	Eolica				900	901	(1)	-0,1%
53	48	5	10,4%	Altre fonti				81	75	6	8,0%
8.758	8.629	129	1,5%	Totale produzione netta				19.005	19.319	(314)	-1,6%
8.325	8.212	113	1,4%	- di cui Russia				17.998	18.325	(327)	-1,8%
433	417	16	3,8%	- di cui altri Paesi				1.007	994	13	1,3%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo semestre 2018 è pari a 19.005 milioni di kWh, con un decremento di 314 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017.

Tale variazione è principalmente riferibile alla riduzione della produzione di energia termoelettrica in Russia (-327 milioni di kWh) in minima parte compensata dalla più alta produzione di energia idroelettrica e solare.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre					
2018	2017	Variazioni						2018	2017	Variazioni			
4.287	48,7%	4.197	48,3%	90	2,1%	Gas naturale		9.729	51,2%	9.845	50,8%	(116)	-1,2%
4.512	51,3%	4.487	51,7%	25	0,6%	Carbone		9.287	48,8%	9.521	49,2%	(234)	-2,5%
8.799	100,0%	8.684	100,0%	115	1,3%	Totale		19.016	100,0%	19.366	100,0%	(350)	-1,8%

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2018 ha fatto registrare un decremento di 350 milioni di kWh, attestandosi a 19.016 milioni di kWh. Il decremento del periodo evidenzia in Russia un minor ricorso alla produzione dagli impianti a ciclo combinato, a gas e di quelli a carbone.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2018	2017	Variazioni						2018	2017	Variazioni	
3.671	3.598	73	2,0%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel				7.664	7.528	136	1,8%

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 136 milioni di kWh (+1,8%), passando da 7.528 milioni di kWh a 7.664 milioni di kWh nel primo semestre 2018. L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati principalmente sui clienti business (+183 GWh), parzialmente compensato da una riduzione sui clienti residenziali (-47 GWh).

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
1.778	1.364	414	30,4%	Mercato libero	3.682	2.631	1.051	39,9%
703	1.012	(309)	-30,5%	Mercato regolato	1.563	2.222	(659)	-29,7%
2.481	2.376	105	4,4%	Totale	5.245	4.853	392	8,1%
2.481	2.376	105	4,4%	- di cui Romania	5.245	4.853	392	8,1%

Le vendite di energia effettuate nel primo semestre 2018 registrano un incremento di 392 milioni di kWh passando da 4.853 milioni di kWh a 5.245 milioni di kWh. Tale incremento è interamente riferibile alle maggiori vendite di energia elettrica in Romania, dove, per l'effetto della progressiva liberalizzazione del mercato, le vendite sul mercato libero hanno superato quelle sul mercato regolato.

Lo stesso andamento trova riscontro anche nel secondo trimestre 2018.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
531	515	16	3,1%	Ricavi e altri proventi	1.133	1.157	(24)	-2,1%
128	133	(5)	-3,8%	Margine operativo lordo	254	277	(23)	-8,3%
78	81	(3)	-3,7%	Risultato operativo	151	172	(21)	-12,2%
				Investimenti	138	153	(15)	-9,8%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2018.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	316	250	66	26,4%
Russia	210	243	(33)	-13,6%
Altri Paesi	5	22	(17)	-77,3%
Totale	531	515	16	3,1%

I **ricavi e altri proventi** del secondo trimestre 2018 risultano pari a 531 milioni di euro, con un incremento di 16 milioni di euro (+3,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > all'aumento dei ricavi in Romania per 66 milioni di euro, riferibile ai maggiori volumi trasportati e venduti;
- > alla riduzione dei ricavi in Russia per 33 milioni di euro, prevalentemente riferibili al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro nonostante l'incremento dei prezzi unitari di vendita e i maggiori volumi di produzione;
- > alla riduzione dei ricavi negli altri Paesi e in particolare alle minori vendite di Enel Trade Croazia.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	71	71	-	-
Russia	41	50	(9)	-18,0%
Altri Paesi	16	12	4	33,3%
Totale	128	133	(5)	-3,8%

Il **margin**e operativo lordo ammonta a 128 milioni di euro, registrando un decremento di 5 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2017. Tale variazione è principalmente relativa:

- > a una riduzione del margine operativo lordo in Russia per 9 milioni di euro, prevalentemente per effetto dell'effetto negativo dei cambi e di una maggiore incidenza dei costi;
- > a un margine operativo lordo in Romania sostanzialmente in linea con quello registrato nello stesso trimestre del periodo precedente;
- > una maggiore marginalità negli altri Paesi e in particolare in Grecia.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	39	38	1	2,6%
Russia	26	36	(10)	-27,8%
Altri Paesi	13	7	6	85,7%
Totale	78	81	(3)	-3,7%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2018 è pari a 78 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2017, un decremento di 3 milioni di euro. In particolare, tale riduzione è riconducibile per 10 milioni di euro al minore risultato registrato in Russia per gli effetti sopra citati, parzialmente compensata dai risultati positivi registrati in Romania e negli altri Paesi.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	614	554	60	10,8%
Russia	476	557	(81)	-14,5%
Altri Paesi	43	46	(3)	-6,5%
Totale	1.133	1.157	(24)	-2,1%

I **ricavi e altri proventi** del primo semestre 2018 risultano pari a 1.133 milioni di euro con un decremento di 24 milioni di euro (-2,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Russia per 81 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (69 milioni di euro), alla riduzione dei prezzi unitari di mercato cui si associa una minore produzione delle centrali elettriche a carbone, petrolio e gas;
- > all'aumento dei ricavi in Romania per 60 milioni di euro, riferibile ai maggiori volumi trasportati e venduti;

- > minori ricavi negli altri Paesi per complessivi 3 milioni di euro prevalentemente riferibili alla riduzione dei ricavi per vendita di energia da parte di Enel Trade Croazia per 10 milioni di euro, compensato positivamente dai più alti ricavi conseguiti in Grecia.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	116	114	2	1,8%
Russia	108	140	(32)	-22,9%
Altri Paesi	30	23	7	30,4%
Totale	254	277	(23)	-8,3%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 254 milioni di euro, registrando un decremento di 23 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017. Tale andamento è principalmente relativo:

- > a una riduzione del margine operativo lordo in Russia per 32 milioni di euro prevalentemente riferibile all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (16 milioni di euro), dalla riduzione dei prezzi di vendita e dalla maggiore incidenza dei costi;
- > a un incremento del margine rilevato in Romania per 2 milioni di euro, che riflette sostanzialmente l'aumento dei volumi venduti di energia elettrica;
- > più alta marginalità registrata negli altri Paesi e in particolare in Grecia per 6 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	50	46	4	8,7%
Russia	78	111	(33)	-29,7%
Altri Paesi	23	15	8	53,3%
Totale	151	172	(21)	-12,2%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2018 è pari a 151 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 21 milioni di euro riconducibile in particolare alla riduzione di 33 milioni di euro di Enel Russia. Positiva è invece la variazione del risultato operativo in Romania (4 milioni di euro) e negli altri Paesi.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Romania	60	52	8	15,4%
Russia	26	53	(27)	-50,9%
Altri Paesi	52	48	4	8,3%
Totale	138	153	(15)	-9,8%

Gli **investimenti** ammontano a 138 milioni di euro, in riduzione di 15 milioni rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa soprattutto ai minori investimenti in Russia (27 milioni di euro), parzialmente

compensati dagli investimenti registrati in Romania e riferiti principalmente a interventi sulle reti di distribuzione. Sugli altri Paesi c'è stato un incremento di 4 milioni di euro riferibile sostanzialmente agli impianti eolici in Grecia.

Nord e Centro America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2018	2017	Variazioni						2018	2017	Variazioni	
716	526	190	36,1%	Idroelettrica				1.534	1.187	347	29,2%
2.246	1.605	641	39,9%	Eolica				4.646	3.454	1.192	34,5%
402	60	342	-	Altre fonti				571	75	496	-
3.364	2.191	1.173	53,5%	Totale produzione netta				6.751	4.716	2.035	43,2%
1.957	1.293	664	51,4%	- di cui Stati Uniti e Canada				3.903	2.611	1.292	49,5%
732	416	316	76,0%	- di cui Messico				1.386	1.020	366	35,9%
489	280	209	74,6%	- di cui Panama				1.082	730	352	48,2%
186	202	(16)	-7,9%	- di cui altri Paesi				380	355	25	7,0%

La produzione netta di energia elettrica nel primo semestre 2018 è pari a 6.751 milioni di kWh, con un incremento di 2.035 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale aumento è attribuibile prevalentemente alla maggiore generazione negli Stati Uniti e Canada (+1.292 milioni di kWh) da fonte eolica a seguito dell'entrata in esercizio a fine 2017 degli impianti di Rock Creek, Thunder Ranch e Red Dirt; a tale incremento si aggiungono maggiori quantità generate in Messico (+366 milioni di kWh) da fonte prevalentemente solare, a seguito dell'entrata in esercizio degli impianti Villanueva e Don José, e maggiori quantità prodotte in Panama (+352 milioni di kWh) e Guatemala (+25 milioni di kWh) da fonte idroelettrica.

Analoghi andamenti si rilevano per quanto riguarda il secondo trimestre 2018 fatta esclusione del Costa Rica su cui si riscontra una lieve flessione rispetto al secondo trimestre 2017 a parità di produzione complessiva nel semestre.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro				1° semestre				
2018	2017	Variazioni						2018	2017	Variazioni		
322	188	134	71,3%	Ricavi e altri proventi				556	365	191	52,3%	
169	105	64	61,0%	Margine operativo lordo				290	218	72	33,0%	
105	61	44	72,1%	Risultato operativo				164	123	41	33,3%	
				Investimenti				583	(1)	813	(230)	-28,3%

(1) Il dato non include 281 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2018.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	207	94	113	-
Messico	55	32	23	71,9%
Panama	42	43	(1)	-2,3%
Altri Paesi	18	19	(1)	-5,3%
Totale	322	188	134	71,3%

I **ricavi e altri proventi** del secondo trimestre 2018 ammontano a 322 milioni di euro, con un incremento di 134 milioni di euro (+71,3%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, nonostante lo sfavorevole andamento del cambio. Tale variazione è connessa:

- > a un incremento dei ricavi in Nord America per 113 milioni di euro, da riferirsi principalmente ai maggiori ricavi della Global Business Line Enel X, in particolare da parte di EnerNOC (82 milioni di euro) ed eMotorWerks (2 milioni di euro), società entrambe acquisite nella seconda metà del 2017, nonché ai maggiori ricavi da tax partnership come conseguenza dello sviluppo di nuovi impianti di Enel Green Power North America (24 milioni di euro);
- > ai maggiori ricavi in Messico per 23 milioni di euro per una maggiore produzione di energia da fonte solare;
- > a minori ricavi in Panama per 1 milione di euro dovuti a una riduzione degli altri ricavi, solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi per vendite di energia;
- > a minori ricavi da vendita energia negli altri Paesi del Centro America dove i maggiori ricavi da vendita energia in Guatemala per 1 milione di euro sono più che compensati dal decremento dei ricavi per 2 milioni di euro in Costa Rica.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	82	46	36	78,3%
Messico	45	22	23	-
Panama	31	25	6	24,0%
Altri Paesi	11	12	(1)	-8,3%
Totale	169	105	64	61,0%

Il **marginale operativo lordo** ammonta, nel secondo trimestre 2018, a 169 milioni di euro, in incremento di 64 milioni di euro (+61,0%) rispetto all'analogo periodo del 2017. Tale incremento è riferibile all'andamento registrato nel secondo trimestre per i ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	40	23	17	73,9%
Messico	34	12	22	-
Panama	28	22	6	27,3%
Altri Paesi	3	4	(1)	-25,0%
Totale	105	61	44	72,1%

Il **risultato operativo**, pari a 105 milioni di euro, registra un incremento di 44 milioni di euro, in relazione alla maggiore marginalità conseguita parzialmente compensata dai maggiori ammortamenti e impairment per 20 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	339	179	160	89,4%
Messico	96	70	26	37,1%
Panama	84	81	3	3,7%
Altri Paesi	37	35	2	5,7%
Totale	556	365	191	52,3%

I **ricavi e altri proventi** del primo semestre 2018 si attestano a 556 milioni di euro, con un incremento di 191 milioni di euro (+52,3%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, nonostante lo sfavorevole andamento del cambio. Tale variazione è connessa:

- > a un aumento dei ricavi in Stati Uniti e Canada per 160 milioni di euro, analogamente a quanto sopra commentato, da riferirsi principalmente ai maggiori ricavi della Global Business Line Enel X per 122 milioni di euro, in particolare da parte di EnerNOC (119 milioni di euro) ed eMotorWerks (3 milioni di euro), e da maggiori ricavi da tax partnership per 38 milioni di euro;
- > ai maggiori ricavi in Messico per 26 milioni di euro, da riferire principalmente alle quantità prodotte dai nuovi impianti fotovoltaici Villanueva e Don José;
- > all'aumento dei ricavi in Panama per 3 milioni di euro, per effetto prevalentemente delle maggiori quantità di energia prodotte;
- > ai maggiori ricavi negli altri Paesi per 2 milioni di euro, prevalentemente riferibili al Guatemala.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	125	93	32	34,4%
Messico	75	49	26	53,1%
Panama	65	54	11	20,4%
Altri Paesi	25	22	3	13,6%
Totale	290	218	72	33,0%

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2018 ammonta a 290 milioni di euro, in incremento di 72 milioni di euro (+33,0%) rispetto al primo semestre 2017; tale incremento è riferibile, con le stesse motivazioni commentate precedentemente nei ricavi, essenzialmente al maggior margine realizzato in tutti i Paesi e in particolare negli Stati Uniti e Canada per 32 milioni di euro e in Messico per 26 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	42	44	(2)	-4,5%
Messico	53	25	28	-
Panama	59	48	11	22,9%
Altri Paesi	10	6	4	66,7%
Totale	164	123	41	33,3%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2018, pari a 164 milioni di euro, registra un incremento di 41 milioni di euro che risente dell'aumento del margine operativo lordo compensato dai maggiori ammortamenti e impairment per 31 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	525	595	(70)	-11,8%
Messico	53 ⁽¹⁾	188	(135)	-71,8%
Panama	4	7	(3)	-42,9%
Altri Paesi	1	23	(22)	-95,7%
Totale	583	813	(230)	-28,3%

(1) Il dato non include 281 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del primo semestre 2018 ammontano a 583 milioni di euro in decremento di 230 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale riduzione è da attribuire ai minori investimenti realizzati negli Stati Uniti e Canada in impianti eolici e in Messico in impianti fotovoltaici, solo parzialmente compensati dai maggiori investimenti messicani in impianti eolici.

Africa Sub-Sahariana e Asia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni			
247	252	(5)	-2,0%	Eolica		429	395	34	8,6%		
122	129	(7)	-5,4%	Altre fonti		280	287	(7)	-2,4%		
369	381	(12)	-3,1%	Totale		709	682	27	4,0%		
269	272	(3)	-1,1%	- di cui Sudafrica		575	518	57	11,0%		
100	109	(9)	-8,3%	- di cui India		134	164	(30)	-18,3%		

La produzione netta è pari nel primo semestre 2018 a 709 milioni di kWh (369 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018), con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2017 di 27 milioni di kWh (in decremento di 12 milioni di kWh nel secondo trimestre 2018). Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore produzione di energia eolica (+34 milioni di kWh) e solare realizzata in Sudafrica a seguito della maggiore produzione realizzata dall'impianto di Gibson Bay; solo parzialmente compensata dalla minore produzione di energia eolica in India a seguito di condizioni meteorologiche avverse.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro				1° semestre			
2018	2017	Variazioni				2018	2017	Variazioni			
24	25	(1)	-4,0%	Ricavi e altri proventi		48	46	2	4,3%		
14	16	(2)	-12,5%	Margine operativo lordo		27	28	(1)	-3,6%		
2	5	(3)	-60,0%	Risultato operativo		2	7	(5)	-71,4%		
				Investimenti		7	21	(14)	-66,7%		

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2018.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	19	20	(1)	-5,0%
India	5	5	-	-
Totale	24	25	(1)	-4,0%

I ricavi e altri proventi del secondo trimestre 2018 ammontano a 24 milioni di euro, con un decremento di 1 milione di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente riferibile alla minore produzione generata dagli impianti solari sudafricani, connessa a un effetto di stagionalità.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			Variazioni
	2018	2017		
Sudafrica	14	12	2	16,7%
India	3	5	(2)	-40,0%
Altri Paesi	(3)	(1)	(2)	-
Totale	14	16	(2)	-12,5%

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel secondo trimestre 2018, a 14 milioni di euro, in decremento di 2 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2017 a seguito dei maggiori costi rilevati in India, Marocco e Australia.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			Variazioni
	2018	2017		
Sudafrica	6	3	3	-
India	1	3	(2)	-66,7%
Altri Paesi	(5)	(1)	(4)	-
Totale	2	5	(3)	-60,0%

Il **risultato operativo**, pari a 2 milioni di euro, registra un decremento di 3 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 1 milione di euro.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi e altri proventi

Milioni di euro	1° semestre			Variazioni
	2018	2017		
Sudafrica	41	38	3	7,9%
India	7	8	(1)	-12,5%
Totale	48	46	2	4,3%

I **ricavi e altri proventi** dei primi sei mesi del 2018 si attestano a 48 milioni di euro con un incremento di 2 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è da riferire alla maggiore produzione e vendita di elettricità generata dagli impianti eolici in Sudafrica.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	26	24	2	8,3%
India	4	5	(1)	-20,0%
Altri Paesi	(3)	(1)	(2)	-
Totale	27	28	(1)	-3,6%

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2018 ammonta a 27 milioni di euro, in decremento di 1 milione di euro rispetto ai primi sei mesi del 2017. La variazione riflette quanto già evidenziato per l'andamento del secondo trimestre 2018.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	6	7	(1)	-14,3%
India	1	1	-	-
Altri Paesi	(5)	(1)	(4)	-
Totale	2	7	(5)	-71,4%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2018, pari a 2 milioni di euro, registra un decremento di 5 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 4 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Sudafrica	4	19	(15)	-78,9%
India	1	1	-	-
Altri Paesi	2	1	1	-
Totale	7	21	(14)	-66,7%

Gli **investimenti** del primo semestre 2018 ammontano a 7 milioni di euro in decremento di 14 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro		1° semestre				
2018	2017	Variazioni		2018	2017	Variazioni		
89	54	35	64,8%	Ricavi e altri proventi (al netto delle elisioni)	216	154	62	40,3%
(146)	(83)	(63)	-75,9%	Margine operativo lordo	(183)	(166)	(17)	-10,2%
(151)	(86)	(65)	-75,6%	Risultato operativo	(195)	(173)	(22)	-12,7%
				Investimenti	36	7	29	-

Risultati economici del secondo trimestre

I **ricavi e altri proventi**, al netto delle elisioni, del secondo trimestre 2018 risultano pari a 89 milioni di euro, con un incremento di 35 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+64,8%) a seguito dei maggiori ricavi per servizi prestati ad altre Divisioni del Gruppo.

Il **marginale operativo lordo** del secondo trimestre 2018, negativo per 146 milioni di euro, si è decrementato di 63 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017. Tale riduzione viene ricondotta principalmente alla riduzione della marginalità unitaria dei servizi forniti.

Il **risultato operativo**, negativo per 151 milioni di euro, risulta in diminuzione di 65 milioni di euro rispetto al valore registrato nel secondo trimestre 2017, a fronte di maggiori ammortamenti e impairment per 2 milioni di euro, in linea con quanto commentato successivamente in relazione ai dati semestrali.

Risultati economici del primo semestre

I **ricavi e altri proventi** del primo semestre 2018, al netto delle elisioni, risultano pari a 216 milioni di euro con un incremento di 62 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2017 (+40,3%). Tale incremento è essenzialmente riferibile alla cessione delle Funzioni Global di alcune società del Gruppo all'area Central, nonché alla nuova linea di business Enel X.

Il **marginale operativo lordo** del primo semestre 2018, negativo per 183 milioni di euro, registra un decremento di 17 milioni di euro e riflette essenzialmente la maggiore incidenza dei costi con conseguente riduzione della marginalità unitaria relativa ad alcuni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo, nonché per la sopracitata entrata delle Funzioni Global.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2018, è negativo per 195 milioni di euro e registra un decremento di 22 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente e riflette l'andamento del margine operativo lordo. Gli ammortamenti e impairment risultano in aumento di 5 milioni di euro rispetto al medesimo periodo di riferimento dell'esercizio precedente.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo semestre 2018 ammontano a 36 milioni di euro, con un incremento di 29 milioni di euro rispetto al valore registrato nel primo semestre 2017 e sono relativi prevalentemente alla nuova linea di business Enel X e a investimenti in software applicativi di Enel SpA e di Enel Green Power.

Fatti di rilievo del primo semestre 2018

Emissione di un nuovo green bond in Europa per 1.250 milioni di euro

In data 9 gennaio 2018 Enel Finance International ha collocato con successo sul mercato europeo il suo secondo green bond, destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel.

L'emissione ammonta a complessivi 1.250 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2026, e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari a 1,125%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato in 99,184% e il rendimento effettivo a scadenza è pari a 1,225%.

L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 3 miliardi di euro, con una partecipazione significativa di cosiddetti "Investitori Socialmente Responsabili" ("SRI") e ha permesso al Gruppo Enel di continuare a diversificare la propria base di investitori. I proventi netti dell'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie denominato "€35,000,000,000 Euro Medium Term Notes Programme – saranno utilizzati per finanziare e/o rifinanziare, in tutto o in parte, i cosiddetti "eligible green projects" del Gruppo Enel individuati e/o da individuare in conformità ai cosiddetti "Green Bond Principles" pubblicati dall'ICMA - International Capital Market Association.

Conferma di Enel negli indici di sostenibilità ECPI

Il 23 gennaio 2018 Enel è stata confermata per la decima volta negli indici di sostenibilità ECPI, che valutano le aziende sulla base delle loro performance in materia ambientale, sociale e di governance (ESG). Questo risultato ha rappresentato il riconoscimento di una chiara visione strategica di lungo termine, della solidità della gestione operativa e dell'impegno per rispondere ai bisogni ambientali e sociali da parte di Enel. Anche Endesa, la controllata spagnola di Enel, è negli indici ECPI.

Enel è inclusa in quattro indici ECPI:

- > l'indice ECPI Global Renewable Energy Equity, che seleziona le 40 aziende attive nella produzione e trading di energia da fonti rinnovabili con i più alti rating ESG;
- > l'indice ECPI Global Climate Change Equity, che offre agli investitori visibilità verso le aziende meglio posizionate per cogliere le opportunità offerte dalla sfida del cambiamento climatico;
- > l'indice ECPI Euro ESG Equity, composto dalle 320 aziende con la maggior capitalizzazione sul mercato dell'Eurozona che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG;
- > l'indice ECPI World ESG Equity, un indice di riferimento ampio che rappresenta le imprese dei mercati sviluppati che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG.

La serie degli indici ECPI è stata creata per fornire uno strumento essenziale nell'analisi del rischio e della performance delle imprese in merito alle attività ESG e per valutare le prestazioni delle società di gestione che privilegiano la sostenibilità come criterio di investimento. I criteri della responsabilità sociale utilizzati per selezionare le componenti degli indici hanno consentito agli investitori di esprimere il proprio interesse per i temi della sostenibilità e per accrescerne l'importanza nei loro piani industriali

Protocollo d'intesa con PwC

Il 25 gennaio 2018 Enel X e PwC hanno siglato un Protocollo d'intesa per lo sviluppo della mobilità elettrica in ambito aziendale attraverso test e progetti sperimentali. L'accordo ha una durata di circa tre anni e prevede una fase preliminare di studi e analisi, seguita dalla realizzazione di progetti pilota sul campo.

L'obiettivo è di favorire lo sviluppo sostenibile del settore dei trasporti, in particolare di quello aziendale, sfruttando le potenzialità offerte dalla mobilità elettrica in termini di riduzione dell'inquinamento atmosferico e di abbattimento dei costi

di gestione delle flotte. Il test verrà effettuato sul parco auto di PwC con l'obiettivo di superare l'idea che i veicoli elettrici possano essere utilizzati esclusivamente in ambito privato e urbano. Inoltre, PwC metterà a disposizione di Enel X le proprie competenze nell'ambito della mobilità elettrica e del fleet management per lo sviluppo di soluzioni innovative di gestione delle flotte aziendali. Le e-car potrebbero infatti entrare a far parte delle dotazioni delle imprese visto che quasi la metà dei veicoli aziendali percorre meno di 100 chilometri al giorno, ben al di sotto dell'autonomia media dei modelli elettrici presenti sul mercato. L'accordo tra Enel X e PwC permetterà quindi di mettere a fattor comune le rispettive competenze e diffondere anche tra le società clienti del network PwC sul mercato italiano la cultura dell'auto elettrica a servizio delle flotte aziendali.

Accordo per la fornitura di energia in Nevada

In data 25 gennaio 2018 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha siglato un accordo di fornitura di energia (Power Purchase Agreement, PPA) con Wynn Las Vegas, in virtù del quale il resort, ubicato nella Strip, la strada più nota di Las Vegas, acquisterà l'energia prodotta dalla "Wynn Solar Facility at Stillwater" (27 MW), il nuovo impianto solare fotovoltaico di EGPNA.

La costruzione del nuovo parco solare fotovoltaico, che si estende su circa 65 ettari, richiederà un investimento di circa 40 milioni di dollari statunitensi, in linea con quanto previsto dall'attuale piano strategico di Enel. Si prevede che l'impianto produrrà oltre 43.900 MWh di energia l'anno, che verranno interamente ceduti al resort di Las Vegas ai sensi del PPA.

Aggiudicazione dello "Yankee Bond Award 2017"

Il 31 gennaio 2018 Enel è stata premiata con il "Yankee Bond Award 2017" da International Financing Review (IFR), fornitore leader di servizi di intelligence sui mercati finanziari globali, per l'emissione a maggio 2017 di un bond a tripla tranche per un totale di 5 miliardi di dollari statunitensi, la più grande emissione obbligazionaria mai lanciata da un'azienda italiana sul mercato statunitense.

IFR ha elogiato Enel per le modalità di esecuzione e definizione del prezzo dell'operazione, la prima della società in valuta americana dal 2013. La transazione è stata coerente con l'approccio di marketing adottato in più di quattro anni, durante i quali Enel ha mantenuto contatti regolari con gli investitori statunitensi, accrescendo la loro consapevolezza sui punti di forza fondamentali del proprio business.

Accordo per l'acquisizione di Parques Eólicos Gestinver

In data 2 febbraio 2018 Enel Green Power España ("EGPE") ha firmato un accordo per l'acquisizione del 100% di Parques Eólicos Gestinver, società che possiede cinque impianti eolici in Galizia e Catalogna per una capacità totale di circa 132 MW, dalle aziende spagnole Elawan Energy e Genera Avante, a fronte di un corrispettivo totale di 178 milioni di euro.

A seguito del closing dell'acquisizione, previsto entro la prima metà del 2018 e soggetto a una serie di condizioni usuali per questo tipo di transazioni, la capacità installata di EGPE in Spagna supererà i 1.806 MW, di cui 1.749 MW da fonte eolica (circa l'8% della capacità eolica totale installata in Spagna), 43 MW da mini-idro e 14 MW da altre fonti rinnovabili.

Accordo di partnership in Canada

Il 7 febbraio 2018 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha firmato un accordo di partnership con la Alberta Investment Management Corporation, cui venderà il 49% delle azioni dei due parchi eolici Riverview (115 MW) e Fase 2 di Castle Rock Ridge (30,6 MW) che verranno realizzati nella provincia di Alberta, in Canada. Il corrispettivo totale della

vendita sarà pagato alla chiusura dell'operazione e definito al momento dell'entrata in esercizio degli impianti, prevista per la fine del 2019. A seguito del completamento della transazione, EGPNA continuerà a gestire, operare e assicurare la manutenzione di entrambi i parchi eolici, in cui manterrà una quota di maggioranza del 51%.

Riverview Wind e Fase 2 di Castle Rock Ridge, un'espansione dell'esistente parco eolico di EGPNA Castle Rock Ridge (76,2 MW), si trovano entrambi a Pincher Creek, in Alberta. L'investimento complessivo nella costruzione dei due parchi eolici, la cui entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2019, ammonta a circa 170 milioni di dollari statunitensi. A regime, le due strutture dovrebbero generare circa 555 GWh l'anno, più che raddoppiando la capacità del Gruppo in Canada, attualmente di oltre 103 MW.

I due parchi eolici forniranno energia e crediti di energia rinnovabile all'Alberta Electric System Operator ("AESO") in virtù di due accordi ventennali di Renewable Energy Support assegnati a Enel nel dicembre 2017 all'esito della prima gara indetta nell'ambito del Renewable Electricity Program della Provincia.

Aggiudicazione di servizi di Demand Response in Giappone

L'8 febbraio 2018 Enel X si è aggiudicata, tramite la controllata statunitense di servizi di Demand Response EnerNOC la fornitura di 165 MW di risorse per la gestione della domanda in Giappone, a seguito della gara per riserve di bilanciamento indetta da un gruppo di utility giapponesi.

Con questa aggiudicazione, che conferma Enel quale maggior aggregatore indipendente di Demand Response in Giappone, il Gruppo arriva a quasi triplicare il proprio impianto virtuale sul mercato giapponese, passando da 60 a circa 165 MW, pari a una quota di mercato del 17%, a partire da luglio 2018.

Aggiudicazione del premio "Corporate Governance 2018"

Il 12 febbraio 2018 Ethical Boardroom, importante rivista specializzata del Regno Unito, ha assegnato a Enel il premio "Corporate Governance 2018" per l'Europa e nel settore industriale "Utilities". La rivista, che si occupa di tematiche di governance societaria su scala mondiale, ha elogiato gli standard di sostenibilità, nonché le best practice di corporate governance dell'azienda. Enel è stata designata tra i candidati al premio dai lettori della rivista, principalmente alti dirigenti delle principali società quotate su scala mondiale e analisti specializzati in sostenibilità di importanti investitori istituzionali. Enel è l'unica azienda italiana ad avere ricevuto un premio in occasione dell'edizione 2018 dei "corporate governance awards" di Ethical Boardroom.

Protocollo d'intesa per la mobilità sostenibile nel settore del turismo in Italia

In data 15 febbraio 2018 Enel e il Ministero dei Beni Culturali hanno firmato un Protocollo d'intesa per la promozione e lo sviluppo dell'uso dell'energia elettrica per la mobilità sostenibile nel settore turistico.

Il Protocollo rappresenta una leva strategica per aumentare la consapevolezza dei cittadini sui benefici derivanti dalla diffusione della mobilità elettrica. Inoltre, consentirà la creazione di un quadro istituzionale di riferimento propedeutico ad accordi commerciali con le associazioni di categoria per l'installazione delle infrastrutture di ricarica elettrica nelle strutture turistico-ricettive, nonché per l'avvio di progetti nelle principali città a vocazione turistica.

Enel, attraverso Enel X, la società del Gruppo dedicata allo sviluppo di prodotti e servizi innovativi, collaborerà con le Associazioni di categoria e gli enti del settore turistico per installare punti di ricarica elettrica nelle strutture ricettive attraverso soluzioni commerciali *ad hoc* e nella ricerca e progettazione di soluzioni replicabili da estendere ad altre realtà della penisola.

Enel inoltre sperimenterà sistemi di mobilità elettrica nelle aree metropolitane e nelle città a maggiore vocazione turistica, anche in partnership con altri operatori della filiera.

Fortaleza - Brasile

La società Petroleo Brasileiro SA- Petrobras, in qualità di fornitore di gas per la centrale di Fortaleza (Central Geradora Termoeletrica Fortaleza "CGTF") in Brasile, ha comunicato l'intenzione di risolvere il contratto sottoscritto, tra le stesse parti, sulla base di un asserito squilibrio economico-finanziario in considerazione delle attuali condizioni di mercato. Il contratto è stato sottoscritto nel 2003 nell'ambito del "Programma prioritario di termoelettricità" costituito dal Governo brasiliano allo scopo di aumentare la generazione termoelettrica e la sicurezza di fornitura nel Paese. Il Programma prevedeva che lo Stato brasiliano sarebbe stato garante della fornitura di gas a prezzi regolamentati e definiti dal "Ministero delle Finanze, Miniere e dell'Energia del Brasile".

CGTF, al fine di garantire la sicurezza elettrica in Brasile, aveva avviato un'azione legale ordinaria contro Petrobras con una richiesta di tutela cautelare ottenendo, a fine 2017, un provvedimento cautelare dall'autorità giudiziaria che aveva sospeso la risoluzione del contratto il quale era stato dichiarato ancora in essere.

Successivamente, il 27 febbraio 2018, la Corte ha deciso di estinguere l'azione avviata da CFTG davanti alla giurisdizione ordinaria e, di conseguenza, di revocare la misura cautelare che aveva permesso la fornitura di gas.

CGTF ha presentato dei ricorsi avverso queste ultime decisioni sia sotto il profilo cautelare sia sotto quello ordinario, ottenendo un secondo provvedimento favorevole che ha consentito la produzione della centrale per qualche tempo ma che è stato successivamente revocato. CGTF ha impugnato questa decisione, confidando che il potere giudiziario riconosca l'obbligo di Petrobras di adempiere al contratto.

Nel frattempo, a fine gennaio 2018, CGTF ha ricevuto la domanda arbitrale di Petrobras in relazione alle contestazioni sopra descritte e tale procedimento è nelle fasi preliminari.

Costruzione di un nuovo parco eolico negli Stati Uniti

Enel, attraverso la controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America, ha avviato la costruzione del parco eolico Diamond Vista, che avrà una capacità installata di circa 300 MW e sorgerà nelle contee di Marion e Dickinson, in Kansas. Una volta completato, Diamond Vista rafforzerà ulteriormente la posizione di Enel quale maggior operatore eolico dello stato con circa 1.400 MW di capacità eolica in esercizio.

L'investimento previsto per la costruzione di Diamond Vista è di circa 400 milioni di dollari statunitensi ed è parte degli investimenti delineati nell'attuale piano strategico di Gruppo. L'impianto è finanziato da risorse del Gruppo. L'entrata in esercizio dell'impianto è prevista entro la fine del 2018 e, una volta operativo, sarà in grado di generare circa 1.300 GWh l'anno.

e-distribuzione vince il bando del Ministero dello Sviluppo Economico per la realizzazione di smart grid

e-distribuzione si è aggiudicata il bando nazionale sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia nei territori delle Regioni meno sviluppate, per il quale il Ministero dello Sviluppo Economico ha stanziato 80 milioni di euro del Programma Operativo Nazionale (PON) "Imprese e Competitività" 2014-2020.

Il bando prevede la realizzazione di interventi di costruzione, adeguamento, efficientamento e potenziamento di infrastrutture elettriche per la distribuzione, o smart grid, finalizzati a incrementare direttamente la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili. Per raggiungere questo obiettivo, e-distribuzione si è aggiudicata tutte le risorse attualmente destinate dal Ministero dello Sviluppo Economico a finanziare il bando, con 21 progetti ammessi a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) per un ammontare di 80 milioni di euro, con due progetti del valore di 7 milioni di euro per la Basilicata, sette progetti per un ammontare di 29 milioni di euro in Campania e 12 progetti in Sicilia per il valore di 44 milioni di euro.

Sequestro della centrale di Brindisi

Il 28 settembre 2017 è stato notificato a Enel Produzione il provvedimento con il quale il giudice per le indagini preliminari di Lecce dispone il sequestro della centrale termoelettrica di Brindisi-Cerano.

Detto provvedimento si inserisce nel contesto di una indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri cosiddette "leggere", ovvero prodotte dalla combustione del carbone e captate dai sistemi di abbattimento dei fumi della suddetta centrale. L'indagine coinvolge anche Cementir, impresa cementiera alla quale erano destinate le ceneri per la produzione del cemento, e la società ILVA che forniva a Cementir altri residui per la produzione di cemento.

Nell'ambito di detta indagine, alcuni dirigenti/dipendenti della società sono indagati per traffico illecito di rifiuti e miscelazione non autorizzata degli stessi.

Il provvedimento di sequestro, al fine di garantire la continuità aziendale della società controllata Enel Produzione SpA, ha autorizzato la Centrale di Brindisi a proseguire la produzione per 60 giorni (successivamente prorogati fino al 24 febbraio 2018) nel rispetto di alcune prescrizioni tecniche volte – secondo l'ipotesi accusatoria – alla rimozione delle presunte carenze gestionali nella gestione delle generi contestate. Alla società Enel Produzione, ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, sono contestati i medesimi reati per i quali sono indagati i dirigenti/dipendenti della società. In considerazione di detta contestazione, come previsto dalla normativa, il Giudice per le indagini preliminari di Lecce, contestualmente al sequestro della centrale, ha disposto anche il sequestro per equivalente per un valore di circa 523 milioni di euro, che rappresenterebbe il profitto che la Procura della Repubblica di Lecce titolare delle indagini ritiene sia stato conseguito in virtù dell'asserito illecito trattamento delle ceneri.

Nel provvedimento di sequestro sono stati nominati due custodi-amministratori al fine di monitorare l'adempimento delle prescrizioni tecniche summenzionate.

Enel Produzione ha evidenziato alla magistratura inquirente che la centrale è esercita in conformità alla normativa di settore e dei più alti standard tecnologici internazionali, oltre che con ciclo produttivo e di riuso dei residui identico a quello delle più efficienti centrali europee e del resto del mondo, nel rispetto dei più moderni dettami ambientali volti a promuovere un'economia circolare. Le analisi svolte sulle ceneri prima del sequestro e quelle successive hanno sempre confermato la non pericolosità delle stesse e dunque la legittimità della loro gestione. Enel Produzione, pur senza condividere le tesi accusatorie, ha comunque manifestato la propria piena disponibilità a definire in tempi brevi, d'intesa con la magistratura inquirente e con gli amministratori giudiziari, soluzioni tecniche per l'esecuzione delle prescrizioni imposte dal decreto di sequestro che tengano nel contempo conto delle complessità gestionali e logistiche connesse alla loro attuazione e dei relativi rischi per il sistema elettrico nazionale. A tal riguardo, con la richiesta di proroga della facoltà d'uso della centrale in data 15 novembre 2017, Enel Produzione ha chiesto di essere autorizzata a sperimentare una ipotesi gestoria finalizzata ad attuare una separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, di modo da poter costituire attuazione delle prescrizioni imposte dal decreto. Successivamente, all'esito di detta sperimentazione, ha ottenuto la proroga di esercizio per ulteriori 90 giorni a partire dal 24 febbraio 2018.

Nel frattempo, il PM ritenuta la necessità di procedere con incidente probatorio a perizia tecnica sui fatti oggetto di indagine ha chiesto al GIP – che ha aderito alla richiesta – di procedere in tal senso. All'udienza del 2 febbraio 2018 il Giudice ha conferito l'incarico ai periti assegnando loro un termine di 150 giorni, a decorrere dal 13 febbraio 2018, per il deposito della loro relazione.

Nel frattempo, a seguito di istanza di Enel Produzione in data 19 aprile 2018 e, tenuto conto delle esigenze connesse alla necessità di assicurare il funzionamento della centrale, il GIP ha autorizzato la società all'"utilizzo" della richiamata soluzione gestoria, finalizzata ad attuare una separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, quale misura attuativa delle prescrizioni imposte dal decreto di sequestro. A seguito di detta autorizzazione e nelle more dell'espletamento dell'incidente probatorio, il GIP ha successivamente disposto, a istanza di Enel Produzione, una nuova autorizzazione provvisoria di 90 giorni a decorrere dal 24 maggio 2018.

In data 16 luglio 2018 i periti nominati dal GIP hanno depositato la “relazione Tecnica preliminare” i cui esiti confermano la validità dell’operato di Enel Produzione circa la classificazione delle ceneri come “rifiuto non pericoloso” e la loro idoneità all’utilizzo in processi produttivi secondari come la produzione di cemento.

Il 19 luglio 2018 Enel Produzione ha, pertanto, depositato all’Autorità Giudiziaria istanza di dissequestro dell’impianto e delle somme oggetto di sequestro preventivo.

Il 23 luglio 2018, inoltre, Enel Produzione ha depositato la richiesta di ulteriore proroga di 90 giorni, a decorrere dal 22 agosto 2018, per l’uso dell’impianto.

Avviato l’esercizio del più grande impianto solare fotovoltaico del Perù

Il 21 marzo, Enel, attraverso la controllata peruviana per le rinnovabili Enel Green Power Perú, ha avviato l’esercizio dell’impianto solare fotovoltaico da 180 MW1 Rubí, il più grande di questo tipo in Perù e primo impianto solare di Enel nel Paese.

Per la costruzione di Rubí Enel ha investito di circa 170 milioni di dollari statunitensi, che rientrano nell’ambito degli investimenti previsti dall’attuale Piano Strategico. L’impianto si trova nella provincia di Mariscal Nieto in Perù, ed è finanziato in parte con risorse proprie del Gruppo e in parte con fondi della Banca Europea per gli Investimenti. L’energia prodotta verrà commercializzata nel quadro di un contratto ventennale di acquisto di energia (PPA) siglato con il Ministero dell’Energia e delle Miniere del Perù. Una volta a regime, Rubí sarà in grado di generare circa 440 GWh l’anno, che saranno immessi nel sistema elettrico peruviano (SEIN).

Enel: positiva conclusione della riorganizzazione societaria in Cile

Il 26 marzo Enel ha concluso con successo l’OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza di quest’ultima, la cui efficacia risultava subordinata all’acquisizione di un numero complessivo di azioni tale da consentire a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione a oltre il 75% del capitale di Enel Generación Chile da circa il 60% precedente l’Operazione. Infatti, l’OPA ha infatti raggiunto adesioni per un numero di azioni corrispondente a circa il 33,6% del capitale di Enel Generación Chile, consentendo così a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. L’Operazione è parte del processo di semplificazione del Gruppo, uno dei cinque principi fondamentali del Piano Strategico. Enel prevede di proseguire nella riduzione del numero di società operative in Sud America, con l’obiettivo di raggiungere meno di 30 società operative nella regione entro il 2020, a fronte delle 53 società presenti a fine 2017.

In particolare, il 25 marzo 2018, data di pubblicazione dell’avviso concernente gli esiti dell’OPA (*aviso de resultado*), è divenuta efficace l’accettazione dell’OPA di Enel Chile da parte dei soci di minoranza di Enel Generación Chile che vi hanno aderito. All’esito della riorganizzazione societaria sopra descritta la partecipazione posseduta, direttamente e indirettamente, da Enel in Enel Chile si è attestata a circa il 62% del capitale di quest’ultima dal precedente 60,6%.

Fusione di Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile

Il 2 aprile 2018, è diventata efficace la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile e l’aumento di capitale di quest’ultima a servizio della stessa fusione; nella medesima data ai soci di Enel Chile che hanno esercitato in relazione a tale fusione il diritto di recesso è stato liquidato il valore delle loro azioni.

Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in India

Il 6 aprile 2018 Enel, tramite la controllata indiana per le rinnovabili BLP Energy Private Limited, si è aggiudicata la prima asta sulle rinnovabili in India, assicurandosi il diritto di firmare un contratto venticinquennale per la fornitura dell'energia generata da un impianto eolico da 285 MW nello Stato di Gujarat. L'impianto è stato aggiudicato in una gara nazionale per 2 GW di capacità eolica indetta dalla società pubblica Solar Energy Corporation of India ("SECI").

Enel investirà oltre 290 milioni di dollari statunitensi per la costruzione dell'impianto eolico, supportato da un contratto venticinquennale che prevede la vendita di determinati volumi dell'energia generata a SECI. L'impianto, che dovrebbe entrare in funzione nel secondo semestre 2019, potrà generare oltre 1.000 GWh di energia rinnovabile l'anno, offrendo una risposta significativa sia alla domanda indiana di nuova capacità di generazione, sia all'impegno del Paese a conseguire i propri obiettivi ambientali. L'attuale Governo indiano si è fissato l'obiettivo di dotarsi di 100 GW di capacità di generazione solare e di 60 GW di energia eolica entro il 2022, aumentando l'attuale capacità che è, rispettivamente, di 20 GW e di 33 GW.

OPA sul flottante di Eletropaulo

Il 17 aprile 2018, Enel ha annunciato che Enel Brasil Investimentos Sudeste SA ("Enel Sudeste"), società interamente posseduta dalla controllata brasiliana Enel Brasil SA ("Enel Brasil"), ha lanciato un'offerta pubblica volontaria ("Offerta") per l'acquisizione dell'intero capitale della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA ("Eletropaulo") per un corrispettivo di 28,0 real brasiliani per azione, condizionata all'acquisizione di un numero totale di azioni rappresentative di oltre il 50% del capitale stesso.

Il 31 maggio 2018 Enel Sudeste ha migliorato i termini dell'offerta incrementando il corrispettivo a 45,22 real brasiliani per azione.

In data 5 giugno 2018 Enel Sudeste ha ricevuto conferma dalle autorità brasiliane circa l'adesione alla propria offerta di 122.799.289 azioni, pari al 73,38% del capitale della società, il cui corrispettivo è stato pagato il 7 giugno 2018.

Secondo quanto previsto dalla normativa della Borsa brasiliana, gli azionisti di Eletropaulo hanno avuto la possibilità di aderire all'OPA anche nei 30 giorni successivi (fino al 4 luglio 2018). In tale periodo di tempo Enel Sudeste, sempre per il medesimo corrispettivo di 45,22 real brasiliani per azione, ha acquisito ulteriori 33.359.292 azioni di Eletropaulo, pari al 19,9% del capitale sociale. La partecipazione complessiva posseduta da Enel Sudeste si è attestata quindi al 93,31% del capitale di Eletropaulo.

L'investimento di Enel Sudeste per l'acquisto di tale partecipazione complessiva ammonta a circa 7.069 milioni di real brasiliani, pari a circa 1.571 milioni di euro.

A tale ammontare si aggiunge l'importo necessario ad assolvere l'impegno di Enel Sudeste a sottoscrivere la propria quota, nonché l'eventuale inoptato, di un prossimo aumento di capitale di Eletropaulo per almeno 1.500 milioni di real brasiliani, pari a circa 333 milioni di euro. Si segnala a tale ultimo riguardo che in data 26 giugno 2018 Enel Sudeste ha effettuato un versamento in conto futuro aumento di capitale di Eletropaulo pari a 900 milioni di real brasiliani, pari a circa 200 milioni di euro.

In data 26 giugno 2018 l'autorità brasiliana per l'energia (Agencia Nacional de Energia Elétrica o "ANEEL") ha reso nota l'approvazione dell'acquisizione del controllo di Eletropaulo da parte di Enel Sudeste verificatasi a seguito dell'esito favorevole dell'OPA sopra indicata.

L'operazione è coerente con l'attuale Piano Strategico del Gruppo Enel e, in caso di esito positivo, rappresenterebbe un altro passo avanti nel rafforzamento della presenza del Gruppo nel settore della distribuzione in Brasile.

Per gli effetti contabili dell'operazione si rimanda alla nota 2 della presente Relazione finanziaria semestrale.

Procedimento privacy Enel Energia/Servizio Elettrico Nazionale

Nel 2017 è stato avviato un procedimento ispettivo presso Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale da parte dell'Autorità Garante per la privacy in relazione a presunte irregolarità nel trattamento dei consensi marketing e della sicurezza dei dati. Nell'ambito di detti procedimenti Enel Energia ha spontaneamente denunciato all'Autorità due episodi di scarichi massivi di dati dalla propria customer base a opera dei suoi partner commerciali (agenzia) che sono stati prontamente sanzionati con la risoluzione contrattuale e la denuncia all'Autorità Giudiziaria. Per tali episodi il Garante ha comminato in data 23 aprile 2018 nei confronti di Enel Energia la sanzione complessiva di Euro 30.000 in forma ridotta, dando atto dell'avvenuto adempimento delle prescrizioni ossia l'attuazione delle misure previste dalla normativa.

Ristrutturazione del portafoglio ibrido

Il 15 maggio 2018, Enel ha lanciato con successo sul mercato europeo un'emissione multitranches di prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi denominati in euro, destinati a investitori istituzionali e aventi una durata media di circa sette anni, per un ammontare complessivo pari a euro 1,250 miliardi. L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 3 miliardi di euro.

L'emissione è effettuata in esecuzione di quanto deliberato il 9 maggio scorso dal Consiglio di Amministrazione della Società, il quale ha autorizzato l'emissione da parte di Enel, entro il 31 dicembre 2019, di uno o più nuovi prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi, per un importo massimo pari al controvalore di 3,5 miliardi di euro.

L'operazione è strutturata nelle seguenti tranches:

- > 500 milioni di euro, con scadenza 24 novembre 2078 e cedola fissa annuale del 2,500% fino alla prima data di rimborso anticipato, prevista il 24 novembre 2023. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al tasso Euro Mid Swap di riferimento incrementato di un margine di 209,6 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 24 novembre 2028 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 novembre 2043. La cedola fissa è pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di novembre, a partire dal 24 novembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,375% e il rendimento effettivo alla prima data di rimborso anticipato è pari a 2,625%;
- > 750 milioni di euro, con scadenza 24 novembre 2081 e cedola fissa annuale del 3,375% fino alla prima data di rimborso anticipato, prevista il 24 novembre 2026. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al tasso Euro Mid Swap di riferimento, incrementato di un margine di 258 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 24 novembre 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 24 novembre 2046. La cedola fissa è pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di novembre, a partire dal 24 novembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,108% e il rendimento effettivo alla prima data di rimborso anticipato è pari a 3,500%.

La data prevista per il regolamento è il 24 maggio 2018. Inoltre, il 14 maggio 2018, Enel ha annunciato che:

- > a seguito di un'offerta di scambio volontaria non vincolante (Exchange Offer), promossa dalla stessa Società, quest'ultima dal 14 maggio 2018 al 18 maggio 2018 acquisterà e provvederà alla successiva cancellazione di un importo massimo fino a 500 milioni di euro dell'obbligazione ibrida da 1.000 milioni di euro con scadenza 15 gennaio 2075 e prima data di rimborso anticipato 15 gennaio 2020. Il corrispettivo di tale acquisto sarà costituito da:
 - un incremento dell'ammontare della tranche sopra descritta con scadenza 24 novembre 2078 della nuova emissione, per pari valore nominale;
 - una componente in denaro che verrà definita alla chiusura dell'offerta, corrispondente alla differenza tra il valore di riacquisto e il valore nominale;
- > a seguito dell'offerta volontaria non vincolante (Tender Offer) promossa dalla Società dal 14 maggio 2018 al 18 maggio 2018, quest'ultima acquisterà e provvederà alla successiva cancellazione della parte effettivamente riacquistata dell'obbligazione ibrida da 1.250 milioni di euro con scadenza 10 gennaio 2074 e prima data di rimborso

anticipato 10 gennaio 2019. Il riacquisto avverrà per cassa e l'ammontare finale della Tender Offer sarà determinato in base alla percentuale di adesione degli investitori.

Le operazioni sopra descritte sono in linea con la strategia finanziaria del Gruppo Enel delineata nel Piano Strategico 2018-2020, che prevede il rifinanziamento di 10 miliardi di euro al 2020 anche attraverso l'emissione di bond ibridi.

Scenario di riferimento

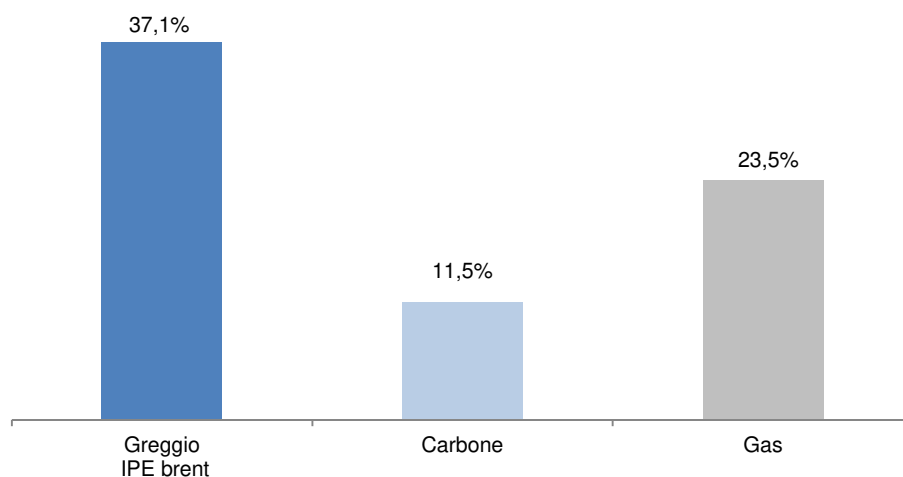
Andamento dei principali indicatori di mercato

Indicatori di mercato	1° semestre	
	2018	2017
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	71,0	52,8
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	88,0	78,9
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	21,0	17,0
Prezzo medio CO ₂ (€/ton)	12,1	5,0
Cambio medio dollaro USA per euro	1,21	1,08
Euribor a sei mesi (media del periodo)	-0,272%	-0,247%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Variatione prezzi medi combustibili nel 1° semestre 2018 rispetto al 1° semestre 2017



Indice dei prezzi al consumo (CPI)

%	1° semestre		
	2018	2017	Variazione
Italia	0,82	1,42	-0,60
Spagna	1,38	2,37	-0,99
Russia	2,31	4,42	-2,11
Argentina	26,07	28,22	-2,15
Brasile	3,06	4,23	-1,16
Cile	2,08	2,53	-0,45
Colombia	3,28	4,73	-1,45
Perù	0,94	3,30	-2,36

Tassi di cambio

	1° semestre		
	2018	2017	Variazione
Euro/Dollaro americano	1,21	1,08	10,54%
Euro/Sterlina britannica	0,88	0,86	2,25%
Euro/Franco svizzero	1,17	1,08	7,96%
Dollaro americano/Yen giapponese	108,73	112,35	-3,32%
Dollaro americano/Dollaro canadese	1,28	1,33	-4,37%
Dollaro americano/Dollaro australiano	1,30	1,33	-2,17%
Dollaro americano/Rublo russo	59,45	57,97	2,49%
Dollaro americano/Peso argentino	21,60	15,70	27,31%
Dollaro americano/Real brasiliano	3,43	3,18	7,29%
Dollaro americano/Peso cileno	611,98	659,62	-7,78%
Dollaro americano/Peso colombiano	2.849,51	2.921,92	-2,54%
Dollaro americano/Nuevo sol peruviano	3,25	3,28	-0,85%
Dollaro americano/Peso messicano	19,07	19,43	-1,91%
Dollaro americano/Lira turca	4,09	3,64	11,17%
Dollaro americano/Rupia indiana	65,69	65,72	-0,04%
Dollaro americano/Rand sudafricano	12,30	13,22	-7,43%

Il contesto economico energetico nel primo semestre 2018

Andamento economico

L'espansione dell'attività economica mondiale nel primo trimestre dell'anno si conferma solida e diffusa, con un ritmo di crescita dello 0,7% su base trimestrale e del 3,3% su base annua. In ambito internazionale le tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina potrebbero aver influenzato negativamente il livello di fiducia dell'economia globale. Proseguono invece i negoziati sul NAFTA (North America Free Trade Agreement) tra Messico, Canada e Stati Uniti e quelli tra l'Unione Europea e la Gran Bretagna sul tema Brexit con il raggiungimento di un accordo su un periodo di transizione, fino a dicembre 2020, in cui la Gran Bretagna continuerà a godere delle stesse condizioni commerciali attuali.

A livello di politica monetaria, nel primo semestre la Fed continua il ciclo di normalizzazione, incrementando il tasso di interesse (Fed Fund rate) di 50 bps e portando il corridoio obiettivo all'1,75%-2%. Il rafforzamento del mercato del lavoro e dell'inflazione "core" (convergente al target del 2%) prospettano la possibilità di due ulteriori rialzi di 25 punti base nel secondo semestre dell'anno. La Banca di Inghilterra ha mantenuto il costo del denaro invariato allo 0,5% nel meeting di giugno, ma una stretta monetaria potrebbe essere attuata in considerazione del miglioramento delle prospettive di crescita dell'economia e dell'aumento della pressione inflazionistica (trainata dalla dinamica positiva dei salari reali). La BCE ha annunciato che l'acquisto di titoli relativo al "Quantitative Easing" sarà dimezzato da settembre 2018 e il programma concluso alla fine dell'anno, mentre la normalizzazione dei tassi non inizierà prima di settembre 2019. La Banca del Giappone dovrebbe mantenere inalterata ancora per diverso tempo la propria politica monetaria (discount rate a -0,1%, target sui rendimenti dei titoli di Stato decennali allo 0%, programma di riacquisto di titoli, APP, a ¥80 trilioni l'anno).

Tornando al contesto economico, gli Stati Uniti proseguono la fase espansiva del loro ciclo con l'economia in piena occupazione e la crescita superiore al trend di lungo periodo. Il PIL reale nel primo trimestre si attesta al 2,8% su base annua, in aumento rispetto al 2,6% dell'ultimo trimestre dell'anno; su base trimestrale l'economia è cresciuta dello 0,5% (rispetto alla media dello 0,8% dei tre trimestri precedenti) a causa di una discesa dei consumi del settore privato. Ciò nonostante, i fondamentali economici rimangono positivi: i consumi privati, sostenuti da una dinamica favorevole del mercato del lavoro (salari reali in crescita e tasso di disoccupazione in calo), sono attesi in recupero nel secondo trimestre, come confermato dai dati sulle vendite al dettaglio. L'inflazione si mantiene saldamente al di sopra della soglia target del 2% della Fed, attestandosi al 2,8% a maggio, con il dato "core" al 2,2%.

Nell'Eurozona il "sentiment" economico, dopo essere cresciuto rapidamente, comincia a mostrare segnali di rallentamento negli ultimi mesi. Gli indicatori nel settore manifatturiero (Manufacturing PMI) sono in calo; la produzione industriale, sebbene sia aumentata su base annua del 2,8%, ha registrato una lieve flessione nei mesi di aprile e maggio. Tuttavia, parte del rallentamento è stata causata da fattori inusuali (restrizioni lato offerta e non lato domanda), il livello di fiducia degli operatori economici (investitori e consumatori) resta elevato e gli indicatori economici sono in territorio espansivo. Il mercato del lavoro è in miglioramento, con il tasso di disoccupazione in continua contrazione (8,4% a maggio), i consumi privati resilienti (nonostante il lieve incremento dell'inflazione) e la crescita reale dell'economia (2,5% nel primo trimestre 2018) oltre il proprio livello potenziale. L'inflazione è aumentata e si attesta all'1,9% a maggio (ma principalmente per effetti temporanei) con la componente "core" all'1,1%.

Situazione speculare in Italia, dove gli indicatori di fiducia e i dati macroeconomici (PMI e produzione industriale) sono in calo negli ultimi mesi ma rimangono coerenti con un contesto economico in ripresa. L'espansione del PIL è stata dell'1,4% su base annua nel primo trimestre 2018. La fase di stallo che ha seguito le scorse elezioni, minando la fiducia dei mercati (con lo spread BTP-BUND sopra quota 300 bps), si è conclusa con la nomina del nuovo Governo in maggio.

La crescita è attesa all'1,3% quest'anno. L'inflazione rimane contenuta, risalendo però all'1% a maggio, con il dato "core" allo 0,8%.

In Spagna il momento economico rimane positivo, con gli indicatori macroeconomici ancora in fase espansiva, la produzione industriale in aumento, il mercato del lavoro in miglioramento (continuando a supportare i consumi privati), il processo di consolidamento fiscale in pieno conseguimento. La crescita del PIL nel primo trimestre 2018 è stata dello 0,7%, coerente con un valore pari al 3% su base annua (in linea con la media del 2017). L'inflazione di base è in netto aumento a maggio, attestandosi al 2,1% contro l'1,1% di aprile. La lenta crescita della produttività del lavoro e dei salari reali manterrà bassa l'inflazione "core".

In Russia il contesto macroeconomico è in miglioramento, con la ripresa dell'attività industriale supportata dal forte recupero del settore manifatturiero, dalle quotazioni del petrolio e dalla politica monetaria espansiva. Tuttavia il recente inasprimento delle sanzioni da parte degli Stati Uniti, l'indebolimento del rublo e l'aumento delle aspettative inflazionistiche hanno limitato l'approccio espansivo della banca centrale, che ha lasciato il tasso di interesse al 7,25% nel meeting di giugno. Il clima di fiducia dei consumatori e la dinamica positiva dei salari reali (+7,3% su base annua a maggio) hanno alimentato i consumi privati sostenendo la crescita nel primo trimestre (1,3% su base annua). Gli indicatori con frequenza mensile (e.g. le vendite al dettaglio +2,4% su base annualizzata a maggio) suggeriscono che la fase positiva potrebbe proseguire anche nel secondo trimestre.

Nel primo trimestre dell'anno le economie dei Paesi del Sud America hanno registrato tassi di crescita positivi, dimostrandosi resilienti alle frizioni internazionali soprattutto in tema di trade. La fase di ripresa dell'Argentina, robusta nel primo trimestre (l'economia è cresciuta dello 0,7% rispetto al trimestre precedente e del 3,6% su base annuale), potrebbe affievolirsi nel secondo trimestre. Infatti le difficoltà del percorso di consolidamento dei conti pubblici, lo squilibrio della bilancia commerciale e le forti pressioni inflazionistiche non propriamente contrastate dalla banca centrale (con la CPI in crescita annua del 25,6%) hanno comportato una svalutazione della valuta locale (il Peso argentino ha perso più del 30% del suo valore da gennaio) e un deterioramento del clima di fiducia. Le difficoltà nell'attuazione delle politiche monetarie (nonostante un tasso politico al 40% e l'utilizzo delle riserve di valuta) e fiscali hanno portato le autorità argentine a richiedere e ottenere un prestito (condizionato al consolidamento fiscale) di 50 miliardi di dollari statunitensi dal FMI. L'apertura della linea di credito a tassi di interesse agevolati dovrebbe aiutare il Paese a superare la fase negativa e continuare il processo di miglioramento e riequilibrio dei fondamentali economici.

In Brasile prosegue la fase di ripresa: i dati sul PIL del primo trimestre 2018 mostrano un'accelerazione su base trimestrale (+0,4%) rispetto agli ultimi due trimestri del 2017, guidata principalmente dai consumi privati. Il secondo trimestre è stato caratterizzato dallo sciopero dei camionisti che ha causato un momentaneo rallentamento dell'attività economica (come indicato dalla diminuzione della produzione industriale a maggio) e un aumento dell'inflazione (4,4% su base annua a giugno). Il clima di incertezza legato alle elezioni politiche che si svolgeranno in ottobre ha pesato sul deprezzamento della valuta locale (20% di svalutazione da inizio anno).

L'economia cilena, cresciuta del 5,1% su base annua nel primo trimestre dell'anno, potrebbe mantenere i ritmi d'espansione anche nel secondo trimestre. Infatti l'indicatore dell'attività reale IMACEC (una proxy del PIL) a maggio è aumentato del 4,9% su base annua. Dal lato della domanda i principali fattori che hanno spinto l'economia sono stati i consumi privati e la ripresa degli investimenti. Dal lato dell'offerta sono in forte crescita sia il comparto minerario sia l'attività industriale. Nel 2018 l'inflazione è attesa gradualmente convergente al target del 3% verso fine anno.

In Colombia le elezioni presidenziali di giugno si sono concluse con la vittoria del conservatore Duque. L'aumento dell'attività economica è risultata inferiore alle aspettative nella prima parte dell'anno, soprattutto per ciò che concerne gli

investimenti privati. Tuttavia, gli effetti derivanti dalla politica monetaria espansiva, gli investimenti pubblici attesi quest'anno in infrastrutture e le quotazioni del petrolio in ripresa (che supporteranno gli investimenti privati) aprono la strada a una graduale ripresa dell'attività economica nel corso dell'anno. Gli ultimi dati sull'inflazione mostrano una traiettoria discendente ma comunque contenuta nel corridoio obiettivo individuato dalla banca centrale colombiana.

In Messico la pressione inflazionistica è in diminuzione con la componente "core" nei mesi di aprile e maggio al di sotto del limite superiore indicato dalla banca centrale (4%). L'economia continua il proprio processo di crescita (2,3% su base annuale nel primo trimestre) trainata dai consumi privati (3,5% su base annuale) e dagli investimenti. Nonostante il termine della stagione politica che ha visto l'elezione del nuovo Presidente López Obrador, permane una situazione di incertezza legato alle negoziazioni sul NAFTA che, assieme a una politica restrittiva della banca centrale, potrebbe pesare sugli investimenti limitando i margini di crescita quest'anno.

Il Perù nel primo trimestre dell'anno è cresciuto del 3,2%, tornando sui ritmi di crescita del 2016 e dimostrando di aver assorbito gli shock negativi che avevano influenzato l'economia nel 2017. L'espansione è robusta e potrebbe continuare anche nel secondo trimestre dell'anno come segnalato dal forte aumento dell'indicatore dell'attività economica in aprile (7,8% su base annua). L'inflazione nei primi mesi dell'anno è stata molto bassa in conseguenza di un effetto base del 2017 e dovrebbe aumentare nella seconda parte dell'anno (già a giugno l'inflazione è stata pari all'1,7% su base annuale rispetto allo 0,9% di maggio). Il basso livello di debito e l'obiettivo di riduzione del deficit fiscale nei prossimi anni potrebbero rendere il Paese ancora più resiliente a shock esterni.

Le quotazioni internazionali delle commodity

Il mercato petrolifero durante il primo semestre 2018 è stato caratterizzato da un costante aumento dei prezzi, in linea con l'andamento già intrapreso a fine 2017 e che ha portato le quotazioni del greggio a raggiungere i 79,8 \$/bbl a fine maggio, livello che non si vedeva dalla fine del 2014.

Il forte rialzo del mercato petrolifero (+17% da inizio anno) è riconducibile ai seguenti fattori: 1) i tagli alla produzione concordati tra i Paesi OPEC/non-OPEC al fine di ridurre l'oversupply si sono dimostrati ben più consistenti rispetto alle attese, determinando un livello degli stoccaggi ben al di sotto della media quinquennale; 2) l'uscita da parte dell'amministrazione americana dall'accordo sul nucleare iraniano che ha alimentato i timori di un calo atteso delle esportazioni di petrolio di quest'ultimo e 3) le rinnovate tensioni geopolitiche a livello mondiale con il perdurare della crisi economico-finanziaria del Venezuela. Dal lato della domanda si sono inoltre registrati livelli molto sostenuti durante tutto il primo semestre.

Per quanto riguarda il carbone, i primi sei mesi dell'anno sono stati caratterizzati da una domanda in Far East molto sostenuta, grazie alla forte richiesta cinese, dovuta a temperature invernali molto rigide, outages alle centrali nucleari nel sud-est asiatico e all'elevato import indiano dovuto alla scarsa disponibilità interna della risorsa. La domanda europea continua a diminuire grazie al forte recupero della generazione idroelettrica e alla graduale chiusura di capacità installata. La produzione globale durante questo primo semestre non è stata al passo della domanda per alcune disruptions avvenute nei maggiori centri di produzione: le esportazioni dell'Australia e dell'Indonesia, infatti, non sono cresciute rispettivamente per problemi legati a scioperi e condizioni meteorologiche particolarmente avverse. Tutti questi fattori hanno contribuito a sostenere i prezzi della commodity.

Il mercato gas a livello europeo è stato caratterizzato da due eventi principali: 1) le due ondate di freddo registrate in febbraio e marzo e 2) alcune disruptions lato offerta verificatesi nell'ultimo periodo dell'anno passato. Entrambi questi fattori hanno determinato una significativa riduzione nel livello delle scorte spingendole ai livelli minimi degli ultimi cinque anni. La conseguente necessità di normalizzare il livello degli stoccaggi ha mantenuto la domanda elevata anche nel secondo trimestre, spingendo al rialzo le quotazioni del TTF di oltre 3 €/MWh.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

2° trimestre			GWh	1° semestre		
2018	2017	Variazione		2018	2017	Variazione
77.092	77.307	-0,3%	Italia	158.622	157.428	0,8%
60.407	60.784	-0,6%	Spagna	126.411	124.933	1,2%
14.068	14.119	-0,4%	Romania	30.968	30.502	1,5%
184.058	183.552	0,3%	Russia	404.803	399.907	1,2%
34.079	32.945	3,4%	Argentina	70.134	68.754	2,0%
140.797	139.409	1,0%	Brasile	290.361	288.420	0,7%
18.388	18.250	0,8%	Cile	37.159	36.279	2,4%
17.103	166.609	-89,7%	Colombia	33.742	32.825	2,8%

Fonte: TSO nazionali.

Nel primo semestre 2018 l'andamento della domanda elettrica è cresciuta sia in Italia sia in Spagna, rispettivamente, dello 0,8% e del 1,2%. Tale crescita è dovuta principalmente alle temperature ben al di sotto delle medie stagionali nei mesi di febbraio-marzo e parzialmente compensata dal forte rallentamento della domanda nel mese di giugno in entrambi i Paesi (Italia -3,3% e Spagna -6,3%) per le temperature più miti rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. La situazione nei Paesi dell'Est Europa vede un andamento fortemente positivo sia in Russia (+1,2%) sia in Romania (1,5%).

Per quanto riguarda il Sud America, la domanda elettrica riprende a crescere in tutti i Paesi di interesse Enel grazie anche a una ripresa economica in tutta la regione: Argentina +2%, Brasile +0,7%, Cile +2,4% e Colombia +2,8%.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° semestre 2018 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° semestre 2018 - 1° semestre 2017	Prezzo medio peakload 1° semestre 2018 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1° semestre 2018 - 1° semestre 2017
Italia	53,8	5,2%	60,5	5,4%
Spagna	50,2	-2,1%	54,3	-3,2%
Russia	15,5	-11,3%	18,0	-11,0%
Brasile	51,7	-10,4%	88,2	-33,8%
Cile	56,3	-11,3%	106,1	-16,4%
Colombia	32,3	1,6%	30,5	-24,3%

Domanda di gas naturale

2° trimestre			Milioni di m ³	1° semestre			
2018	2017	Variazioni		2018	2017	Variazioni	
12.405	13.388	(983)	-7,3%	38.274	38.857	(583)	-1,5%
6.655	6.242	413	6,6%	15.392	14.545	847	5,8%

L'andamento della domanda di gas nel primo semestre 2018 ha subito in Italia una flessione (-1,5%) dovuto all'aumento della produzione da fonte rinnovabile, quindi minor richiesta di gas per la produzione di energia, mitigato dalle temperature abbondantemente sotto le medie stagionali in febbraio e marzo, mentre in Spagna si è avuto un consistente rialzo (+5,8%) a causa, anche in questo caso, delle temperature rigide durante il primo trimestre e richiesta da parte del settore industriale.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

2° trimestre				Milioni di m ³	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
4.155	4.135	20	0,5%	Usi domestici e civili	19.398	18.456	942,0	5,1%
3.474	3.462	12	0,3%	Industria e Servizi	7.373	7.239	134	1,9%
4.509	5.524	(1.015)	-18,4%	Termoelettrico	10.628	12.314	(1.686)	-13,7%
266	267	(1)	-0,4%	Altro ⁽¹⁾	874	847	27	3,2%
12.404	13.388	(984)	-7,3%	Totale	38.273	38.856	(583)	-1,5%

(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 2018 si attesta a 38,3 miliardi di m³, registrando una lieve flessione del 1,5% rispetto allo stesso periodo del 2017. I consumi residenziali crescono del 5,1% rispetto al primo semestre 2017 grazie alle temperature al di sotto delle medie stagionali nei mesi di febbraio e marzo mentre crolla la richiesta del settore Termoelettrico (-13,7%), dovuto a un aumento della produzione elettrica da fonte rinnovabile.

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
Produzione netta:								
37.364	44.322	(6.958)	-15,7%	- termoelettrica	86.181	96.879	(10.698)	-11,0%
17.461	11.373	6.088	53,5%	- idroelettrica	26.045	19.074	6.971	36,5%
3.526	3.535	(9)	-0,3%	- eolica	9.615	8.803	812	9,2%
1.428	1.440	(12)	-0,8%	- geotermoelettrica	2.861	2.899	(38)	-1,3%
7.642	8.153	(511)	-6,3%	- fotovoltaica	11.413	12.749	(1.336)	-10,5%
67.421	68.823	(1.402)	-2,0%	Totale produzione netta	136.115	140.404	(4.289)	-3,1%
10.310	9.108	1.202	13,2%	Importazioni nette	23.847	18.314	5.533	30,2%
77.731	77.931	(200)	-0,3%	Energia immessa in rete	159.962	158.718	1.244	0,8%
(639)	(624)	(15)	-2,4%	Consumi per pompaggi	(1.340)	(1.290)	(50)	-3,9%
77.092	77.307	(215)	-0,3%	Energia richiesta sulla rete	158.622	157.428	1.194	0,8%

Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo giugno 2018).

L'*energia richiesta* in Italia nel primo semestre 2018 registra un incremento dell'0,8% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017, attestandosi a 158,6 TWh (77,1 TWh nel secondo trimestre 2018). L'energia richiesta nel semestre è stata soddisfatta per l'85,0% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (88,4% nel primo semestre 2017) e per il restante 15,0% dalle importazioni nette (11,6% nel primo semestre 2017).

Le *importazioni nette* del primo semestre 2018 registrano un incremento di 5,5 TWh rispetto al primo semestre 2017. Analogo andamento, seppur in misura inferiore, si rileva nel secondo trimestre 2018 (+1,2 TWh).

La *produzione netta* nel primo semestre 2018 evidenzia un decremento del 3,1% (-4,3 TWh), attestandosi a 136,1 TWh (67,4 TWh nel secondo trimestre 2018). In particolare, la maggiore produzione da fonte idroelettrica (+7,0 TWh), nonché da fonte eolica (+0,8 TWh) hanno solo in parte compensato la minore produzione termoelettrica (-10,7 TWh) e fotovoltaica (-1,3 TWh). Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2018.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
57.428	58.173	(745)	-1,3%	Produzione netta	123.161	122.423	738	0,6%
(866)	(757)	(109)	-14,4%	Consumo per pompaggi	(2.243)	(2.086)	(157)	-7,5%
3.845	3.368	477	14,2%	Importazioni nette ⁽¹⁾	5.493	4.596	897	19,5%
60.407	60.784	(377)	-0,6%	Energia richiesta sulla rete	126.411	124.933	1.478	1,2%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Series estadísticas nacionales - Balance eléctrico* - consuntivo giugno 2018). I volumi del primo semestre 2017 sono aggiornati al 27 febbraio 2018.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel primo semestre 2018 rileva un incremento di 1,5 TWh (+1,2%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017 (-0,6% nel secondo trimestre 2018), attestandosi a 126,4 TWh (60,4 TWh nel secondo trimestre 2018). Tale richiesta è stata in parte soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *importazioni nette* del primo semestre 2018 risultano in aumento rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2017, evidenziando delle maggiori importazioni necessarie a soddisfare il fabbisogno nazionale. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2018.

La *produzione netta* nel primo semestre 2018 si attesta a 123,2 TWh (57,4 TWh nel secondo trimestre 2018) rilevando un incremento dello 0,6% (+0,7 TWh). Diverso andamento si registra nel secondo trimestre 2018, con una produzione netta in calo dell'1,3%.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2018	2017	Variazioni			2018	2017	Variazioni	
3.418	3.503	(85)	-2,4%	Produzione netta	6.778	6.802	(24)	-0,4%
265	246	18	7,4%	Importazioni nette	541	486	55	11,3%
3.682	3.749	(67)	-1,8%	Energia richiesta sulla rete	7.318	7.288	31	0,4%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo giugno 2018). I volumi del primo semestre 2017 sono aggiornati al 27 febbraio 2018.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel primo semestre 2018 risulta in incremento (+0,4%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2017, attestandosi a 7,3 TWh (3,7 TWh, -1,8% nel secondo trimestre 2018). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 92,6% e dalle importazioni nette per il restante 7,4%.

Le *importazioni nette* nel primo semestre 2018 si attestano a 0,5 TWh (0,3 TWh nel secondo trimestre 2018) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella penisola iberica.

La *produzione netta* nel primo semestre 2018 registra un decremento dello 0,4% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2018.

Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, 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

Regolazione delle emissioni di gas serra

Nel mese di febbraio 2018 il Parlamento europeo e il Consiglio hanno approvato formalmente la revisione della direttiva ETS dell'UE per il periodo dal 2020 al 2030. La nuova direttiva è entrata in vigore l'8 aprile 2018. Per raggiungere l'obiettivo per il 2030 di una riduzione complessiva delle emissioni di gas a effetto serra del 40% rispetto al 1990, i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (Emission Trading Scheme - EU ETS) dovranno ridurre le proprie emissioni del 43% rispetto ai livelli del 2005. La nuova direttiva ETS lo renderà possibile tramite un insieme di misure tra loro collegate. Per accelerare il ritmo delle riduzioni delle emissioni, a partire dal 2021 la quantità complessiva dei permessi di emissione diminuirà a un tasso annuo del 2,2% rispetto a quello attuale dell'1,74%. La riserva stabilizzatrice del mercato (Market Stability Reserve - MSR) – il meccanismo istituito dall'UE per ridurre l'eccedenza di permessi di emissioni sul mercato e migliorare la resilienza dell'ETS agli shock futuri – è sostanzialmente rafforzata. Tra il 2019 e il 2023, il quantitativo di quote accantonato nella riserva raddoppierà raggiungendo il 24% delle quote in circolazione, mentre a partire dal 2024 il normale tasso di alimentazione del 12% sarà ripristinato. Come misura a lungo termine per migliorare il funzionamento dell'ETS, a meno di diversa decisione presa in occasione del primo riesame della riserva stabilizzatrice del mercato previsto nel 2021, a partire dal 2023 il numero di quote nella riserva sarà limitato al volume d'asta dell'anno precedente. I permessi detenute al di sopra di tale quantitativo perderanno la loro validità. In occasione di ogni bilancio globale previsto dall'accordo di Parigi, in cui verranno quantificati gli sforzi e l'ambizione di ogni Paese aderente in formato aggregato, le disposizioni della nuova direttiva sul sistema ETS dell'UE saranno riesaminate: il primo bilancio globale avrà luogo nel 2023.

Il 30 maggio 2018 è stato pubblicato il Regolamento UE 2018/842 relativo alle riduzioni delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 per i settori non interessati dall'ETS, vale a dire l'agricoltura, i trasporti, l'edilizia e i rifiuti, che insieme rappresentano circa il 60% delle emissioni di gas a effetto serra dell'Unione. L'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni non EU-ETS del 30% rispetto al 2005 è stato declinato in obiettivi nazionali vincolanti.

Pacchetto legislativo “Clean Energy for all Europeans”

Il 9 giugno 2018 è entrata in vigore la direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica nell'edilizia che modifica la precedente direttiva in materia e parte della direttiva sull'efficienza energetica. La nuova direttiva prevede che ogni Stato membro dell'Unione Europea stabilisca una strategia a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici sia privati, al fine di ottenere un parco immobiliare decarbonizzato e ad alta efficienza energetica entro il 2050. Nella strategia di ristrutturazione a lungo termine ogni Paese dovrà fissare una tabella di marcia con obiettivi intermedi indicativi al 2030, 2040 e 2050, misure e indicatori di progresso misurabili. La direttiva promuove inoltre la mobilità elettrica, fissando requisiti di installazione negli edifici di punti di ricarica e di infrastrutture di canalizzazione, vale a dire condotti per cavi elettrici. In particolare, gli edifici non residenziali con più di 10 posti auto, di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazione importante, dovranno essere dotati di almeno un punto di ricarica per i veicoli elettrici e dovranno essere predisposti alla successiva installazione di punti di ricarica attraverso opportune infrastrutture di canalizzazione per almeno un posto auto su cinque. Entro il 1°

gennaio 2025, gli Stati dovranno inoltre fissare ulteriori requisiti per l'installazione di un numero minimo di punti di ricarica per tutti gli edifici non residenziali con più di 20 posti auto. Gli edifici residenziali con più di 10 posti auto, di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazione importante, dovranno disporre di infrastrutture di canalizzazione per ogni posto auto per consentire l'installazione in una fase successiva di punti di ricarica per i veicoli elettrici

Lo scorso 14 giugno è stato trovato un accordo tra le tre Istituzioni europee (Commissione, Parlamento e Consiglio) sulla revisione della direttiva rinnovabili. I punti di rilievo riguardano un obiettivo vincolato a livello europeo al 2030 del 32% con una clausola di revisione al rialzo nel 2023; processo di autorizzazione semplificato per i nuovi progetti e per il repowering; rimozione delle barriere amministrative per i corporate PPA e identificazione di politiche e misure specifiche che dovranno essere incluse nei Piani nazionali integrati energia e clima elaborati dagli Stati Membri; possibilità di introdurre aste specifiche per tecnologia rinnovabile; programmazione a lungo termine di almeno cinque anni per le future aste; possibile eliminazione di tariffe per l'energia per il piccolo autoconsumo; apertura volontaria degli schemi di supporto agli impianti esteri.

Pacchetto legislativo "Mobilità pulita"

Il 18 maggio 2018 la Commissione Europea ha pubblicato la terza e ultima parte del pacchetto "Mobilità pulita" atteso per la prima metà del 2018. Con quest'ultima parte del pacchetto hanno visto la luce due iniziative principali. La prima iniziativa fissa standard di emissione di CO₂ per i nuovi veicoli pesanti al 2025 (riduzione del 15% rispetto ai valori del 2019) e al 2030 (riduzione del 30% rispetto ai valori del 2019), inoltre è prevista una revisione del regolamento al 2022, in cui si estenderà l'ambito di applicazione degli standard ad altre categorie di veicoli pesanti tra cui i bus. La seconda iniziativa prevede un piano di azione per le batterie in modo da assicurare l'accesso a una fornitura sostenibile di materie prime attraverso l'utilizzo di risorse (anche da riciclaggio) europee e adeguati accordi commerciali con Paesi terzi, sostenere lo sviluppo della produzione di batterie europee e accelerare la creazione del quadro regolatorio abilitante (e.g. rapida adozione normativa market design, standard CO₂ veicoli). Infine altre comunicazioni sono relative alla mobilità connessa e automatizzata e a un nuovo quadro strategico per la sicurezza stradale.

Economia circolare

A fine 2015 la Commissione europea ha proposto un nuovo, ambizioso pacchetto di misure sull'economia circolare per aiutare le imprese e i consumatori europei a compiere la transizione verso un'economia più circolare, in cui le risorse siano utilizzate in modo sostenibile. Il pacchetto, volto a promuovere una gestione più sostenibile dei rifiuti, conteneva quattro proposte di revisione di direttive aventi a oggetto i rifiuti, le discariche, gli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, e i rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche, i veicoli fuori uso e le batterie. A fine 2017 è stato raggiunto un accordo a livello europeo e il 30 maggio 2018 le nuove direttive sono state pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. Gli Stati Membri dovranno quindi recepire le nuove misure.

In particolare, la nuova legislazione sui rifiuti rafforza la "gerarchia dei rifiuti", imponendo agli Stati membri l'adozione di misure specifiche che diano priorità alla prevenzione, al riutilizzo e al riciclaggio rispetto allo smaltimento in discarica e all'incenerimento. Inoltre, la direttiva prevede che entro il 2025 gli Stati membri dovranno riciclare il 55% dei rifiuti urbani, raggiungendo il 60% nel 2030 e il 65% nel 2035.

Le nuove norme sugli imballaggi contengono target specifici anche per i rifiuti da imballaggio, il 65% dei quali dovrà essere raccolto per il riciclaggio entro il 2025, e a salire fino al 70% nel 2030. Le percentuali di riciclaggio obbligatorie variano a seconda della tipologia di imballaggio, con obiettivi al 2030 che vanno dal 30% per il confezionamento in legno, fino all'85% per carta e cartone; il target per gli imballaggi in plastica si attesta sul 55%.

A gennaio 2018 la Commissione ha adottato inoltre una nuova strategia sulla plastica, quale ulteriore passo in avanti verso un'economia circolare.

Il quadro regolamentare italiano

Generazione

Energia elettrica

Ai sensi del Regolamento Europeo CACM (Capacity Allocation and Congestion Management), entrato in vigore ad agosto 2015, con la delibera n. 22/2018/R/eel l'Autorità di Regolazione Energia, Reti e Ambiente (ARERA, già AEEGSI) ha dato avvio alla revisione della configurazione zonale relativa al territorio nazionale, al fine di promuovere l'efficienza dei mercati elettrici. Inoltre, ha definito le procedure per l'aggiornamento di tali configurazioni.

Con la delibera n.224/2018/R/eel l'ARERA ha approvato alcune modifiche al Codice di Rete predisposte da Terna. Tali modifiche riguardano principalmente l'introduzione della facoltà di abilitarsi alla fornitura di servizi in modo asimmetrico, vale a dire solo a scendere o a salire, l'introduzione della riserva rotante (nuovo servizio che ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria di potenza e la riserva terziaria pronta), la previsione del funzionamento collegato di più unità di produzione, l'aggiornamento delle modalità di comunicazione dei parametri relativi ad alcune tipologie impiantistiche, la modifica dei criteri di connessione al sistema di controllo di Terna e delle modalità di invio degli ordini di dispacciamento.

Con la delibera n. 319/2018/R/eel l'ARERA ha modificato i parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità di produzione dell'impianto Brindisi Sud, per la parte residua dell'anno corrente.

Con la delibera n. 113/2018/R/eel l'Autorità ha rigettato l'istanza di reintegrazione per l'anno termico 2013/2014 dei costi relativi alle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas presentata da Enel Produzione nel 2016 e ha delineato i nuovi criteri per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi per tale anno termico. Entro il 30 giugno 2018 Enel Produzione dovrà presentare la nuova istanza di reintegrazione, redatta in ossequio ai criteri sopramenzionati.

In data 7 febbraio 2018 la Commissione Europea ha positivamente verificato la conformità del mercato della capacità alla disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia. La disciplina del mercato della capacità dovrà essere sottoposta all'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico. Con la delibera n. 261/2018/R/eel l'ARERA ha introdotto degli aggiustamenti al meccanismo di remunerazione della capacità, al fine di adeguarsi agli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione Europea e di apportare ulteriori modifiche oggetto di precedenti consultazioni.

Gas

Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Per quanto concerne le tariffe di trasporto gas relative al periodo 2010-2013, con la sentenza n. 1840 del 23 marzo 2018 il Consiglio di Stato ha ritenuto che la delibera n.550/2016/R/gas, con cui l'ARERA ha rideterminato le tariffe per il suddetto periodo regolatorio, fosse in linea con quanto statuito da TAR e Consiglio di Stato nel relativo giudizio di merito. Enel Trade, esercitando la facoltà riconosciuta dallo stesso Consiglio di Stato, ha impugnato dinanzi al TAR Milano la suddetta delibera, contestandone l'illegittimità per profili diversi dalla violazione del giudicato.

Distribuzione

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Con le delibere n. 150/2018/R/eel e n. 174/2018/R/eel l'ARERA ha approvato le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2017, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2016.

Con le delibere n. 175/2018/R/eel e n. 176/2018/R/eel l'ARERA ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2018, che recepiscono i dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2017.

Con riferimento ai sistemi di smart metering di seconda generazione, con la delibera n. 307/2018/R/eel, l'ARERA ha prorogato al 31 dicembre 2018 il monitoraggio della performance della comunicazione tra contatore e dispositivi utente (c.d. "chain 2"), estendendo la partecipazione anche a ulteriori soggetti interessati, e ha altresì prorogato al 31 marzo 2019 il termine per il completamento delle valutazioni delle eventuali soluzioni tecnologiche per le funzionalità incrementali della versione 2.1 del contatore.

In merito alle tematiche relative all'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, con la delibera n. 31/2018/R/eel, l'Autorità ha disposto l'obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre i propri piani resilienza con un orizzonte almeno triennale e di integrare tali piani in una apposita sezione dei piani di sviluppo. Tutti gli interventi individuati dalle imprese di distribuzione devono essere mirati a contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici che possono avere impatto sulle proprie reti. Tale previsione va ad affiancarsi a quanto già introdotto dalla delibera n.127/2017/R/eel, che ha esteso a 72 ore il limite temporale oltre il quale gli indennizzi automatici agli utenti delle reti elettriche per interruzioni prolungate risulta interamente a carico degli operatori di rete.

Con la delibera n. 268/2015/R/eel, l'ARERA ha definito il "Codice di Rete tipo della distribuzione elettrica" (CADE) che disciplina i contratti di trasporto fra distributori e venditori. Diverse sentenze dei giudici amministrativi intervenute fra maggio 2016 e novembre 2017 hanno annullato le disposizioni previste dal CADE relativamente all'obbligo di prestare garanzie a copertura degli oneri di sistema non riscossi dai clienti finali. e-distribuzione ha deciso di impugnare l'ultima sentenza in merito del Consiglio di Stato (sentenza n. 5620 del 30 novembre 2017) dinanzi alla Corte di Cassazione, ove al momento il giudizio è pendente.

L'ARERA nel frattempo, per ottemperare alle suddette sentenze, ha stabilito con la delibera n. 109/2017/R/eel una disciplina transitoria che ha previsto una riduzione del 4,9% sull'importo delle garanzie relativo agli oneri di sistema (pari a una percentuale media degli importi non riscossi da parte dei venditori). Tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori e il relativo giudizio è al momento pendente dinanzi al TAR Milano.

L'ARERA ha inoltre emanato la delibera n. 50/2018/R/eel che introduce un meccanismo di reintegro, a favore delle imprese di distribuzione, dei crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema versati a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e GSE, ma non incassati da venditori inadempienti, il cui contratto di trasporto è stato risolto. Il provvedimento ammette il riconoscimento dei crediti maturati a partire da gennaio 2016. Anche tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori e da un'associazione di consumatori e il relativo giudizio è pendente dinanzi al TAR Milano.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Con la determina n. 4 del 22 giugno 2018, l'ARERA ha fissato a 311,45 €/TEE il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2017. Il contributo tariffario di riferimento per l'anno d'obbligo 2018 è stato invece fissato a 250,54 €/TEE; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Vendita

Energia elettrica

In data 11 maggio 2017 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), su segnalazione di AIGET e della società Green Network SpA, ha avviato nei confronti di Enel SpA, Enel Energia SpA e Servizio Elettrico Nazionale SpA un procedimento per presunto abuso di posizione dominante sul mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti finali residenziali e non residenziali allacciati in BT. Analoghi procedimenti sono stati avviati anche nei confronti di altri operatori. La conclusione del procedimento è stata recentemente prorogata al 31 ottobre 2018.

Per consentire l'applicazione della legge n. 205/2017 cosiddetta "Maxi conguagli" – che ha introdotto per i contratti di fornitura di energia elettrica e gas la prescrizione a due anni – con la delibera n. 264/2018/R/com l'ARERA ha fornito indicazioni urgenti in materia di fatturazione e misura stabilendo che, nei casi di conguagli derivanti da rettifiche pluriennali effettuate dai distributori e per le quali il cliente finale abbia richiesto l'eccezione, il venditore può chiedere la rideterminazione degli importi relativi al servizio di trasporto al distributore e la conseguente restituzione delle somme precedentemente versate.

Gas

A partire dal 1° gennaio 2020, in base alla delibera n. 72/2018/R/gas, entrerà in vigore la nuova disciplina del settlement gas, che prevede l'attribuzione agli operatori dei soli prelievi dei clienti finali, così come determinati dalle imprese di distribuzione, e la socializzazione delle perdite di rete che saranno direttamente approvvigionate da Snam Rete Gas e che troveranno copertura tramite la stessa componente tariffaria prevista per le partite pregresse in vigore a partire da luglio 2018. La nuova disciplina prevede, altresì, la valorizzazione del coefficiente termico, che renderà "dinamici" gli attuali profili statici, nonché la "depenalizzazione" dei corrispettivi di disequilibrio per i punti di riconsegna non misurati giornalmente.

In tema di corrispettivi di scostamento, l'ARERA si è pronunciata tramite la delibera n. 223/2018/R/gas, permettendo agli operatori, fino all'entrata in vigore della nuova disciplina, di richiedere la rettifica di una penale in occasione della prima sessione di aggiustamento.

Rinnovabili

Nel mese di marzo 2018 è stata divulgata la nuova bozza di decreto sulle fonti rinnovabili, attualmente in fase di approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE).

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili sarà sostenuto attraverso aste al ribasso e registri (per impianti di taglia < 1 MW), assegnati tramite contract for difference a due vie.

Iberia

Spagna

Efficienza energetica

La legge 18/2014 del 15 ottobre contenente misure urgenti per la crescita, la concorrenza e l'efficienza ha creato il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica.

L'ordinanza ETU/257/2018 del 16 marzo ha disposto a carico di Endesa un apporto al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica di 29 milioni di euro, corrispondenti agli obblighi di risparmio energetico relativi al 2018.

Buono Sociale

Durante il mese di marzo 2018 il Ministero per l'Energia, il Turismo e l'Agenda Digitale (attuale Ministero per la Transizione Ecologica) ha iniziato la definizione della proposta di Ordine che fissa le percentuali di ripartizione delle quote di finanziamento del Buono Sociale per il 2018. La percentuale proposta per Endesa è del 37,15%, confrontata con l'attuale percentuale del 37,7% contenuta nel regio decreto legge 7/2016 del 23 dicembre.

In data 9 aprile 2018 è stato pubblicato l'ordine ETU/381/2018 che modifica i formulari per la richiesta del Buono Sociale, contenuti nell'ordine ETU/943/2017 del 6 ottobre 2017 in applicazione del regio decreto 897/2017 del 6 ottobre 2017 che regola la figura del consumatore vulnerabile, il Buono Sociale e altre misure a protezione del consumatore domestico di energia elettrica. L'ordine ETU/381/2018 amplia fino all'8 ottobre 2018 la scadenza transitoria per accreditare i consumatori di energia elettrica che sono considerati vulnerabili secondo il regio decreto 897/2017 del 6 ottobre e che già erano beneficiari del Buono Sociale.

Rinnovabili

Nelle aste delle energie rinnovabili del 2017 Enel Green Power España è stata premiata con 540 MW di energia eolica e 338 MW di fotovoltaico. Le regole delle aste stabilivano date prima delle quali dovevano essere specificati i possibili progetti, identificando il 50% in più del potere assegnato, attraverso il quale si sarebbe sviluppata la potenza. Queste date erano rispettivamente il 4 febbraio e il 13 aprile 2018. Enel Green Power ha effettuato l'identificazione dei progetti entro tali termini.

Dopo aver effettuato una consultazione pubblica nel 2017 su una nuova regolamentazione dell'accesso e della connessione alle reti, alla fine del primo semestre 2018 il Governo ha avviato le procedure per l'approvazione del presente regolamento.

Dall'inizio di giugno, dopo la mozione di sfiducia al Partito popolare, la Spagna ha un nuovo Governo. Durante il mese di giugno, il nuovo Governo si è concentrato fundamentalmente sull'organizzazione stessa senza che siano state intraprese azioni pertinenti per il business rinnovabile in Spagna.

Europa e Nord Africa

Russia

Mercato della capacità e capacity payment

Il 26 giugno 2018 il Ministero dell'Energia ha pubblicato la bozza di decreto recante modifiche al mercato della capacità (KOM) e regole per lo schema di incentivazione alla modernizzazione di impianti di produzione esistenti. Il documento è in consultazione agli stakeholder fino al 10 di luglio.

In base a tale bozza, prima del 15 dicembre 2018 verrà tenuta un'asta del mercato della capacità per consegne al 2022, 2023 e 2024. I parametri di prezzo delle curve di domanda saranno indicizzati al CPI del 2017, maggiorato del 6% per il 2022, del 13% per il 2023 e del 20% per il 2024.

A partire dal 2019, si terrà un'asta annuale prima di dicembre per consegne a sei anni, con indicizzazione annuale al CPI delle curve di domanda.

Per quanto concerne il meccanismo di supporto alle modernizzazioni, si terrà un'asta prima di novembre 2018 per messa in servizio al 2022-2024. Dal 2019, i tender saranno annuali per realizzazione degli interventi di modernizzazione a sei anni. Le capacità oggetto della gara saranno 3 GW per il 2022 e 4 GW a partire dal 2023. Il processo di selezione sarà competitivo, basato sul costo di generazione (LCOE) più basso. I contratti avranno durata di 16 anni: nel primo anno, verranno remunerati solo gli OPEX; nei successivi 15, verranno remunerati anche i CAPEX tramite capacity payments (DPM).

Piano Infrastrutturale

Il 18 maggio 2018 è stato pubblicato un decreto presidenziale concernente gli obiettivi di sviluppo economico al 2024. Il Governo è stato incaricato di approvare entro il 1° ottobre 2018 un piano di sviluppo delle infrastrutture che assicuri gli approvvigionamenti energetici.

Le linee guida includono: sviluppo del sistema energetico centralizzato, inclusa la modernizzazione di asset termici, idroelettrici e nucleari a seconda del fabbisogno derivante dallo sviluppo socio-economico; sviluppo di generazione distribuita, in particolare rinnovabile, in regioni remote e isolate; digitalizzazione nella gestione delle reti.

Romania

Fornitore di ultima istanza

A partire dal 1° luglio Enel Energia ed Enel Energia Muntenia sono stati nominati supplier obbligati per le aree di distribuzione Enel. Enel Energia Muntenia è stata nominata da ANRE come fornitore alternativo per le altre cinque aree di distribuzione. Nuovi prezzi massimi sono stati approvati per il servizio universale con un incremento medio del 3% a livello nazionale rispetto alle tariffe valide per il primo semestre.

Smart metering

Nel giugno 2018 sono state introdotte modifiche alla Legge Energetica. Entro il 1° gennaio 2024, verranno installati smart meter per prosumer e i clienti con un consumo superiore a una soglia che verrà fissata da ANRE. Entro il 31 dicembre 2028, si procederà all'installazione degli smart meter per il resto dei consumatori se supportata da un'analisi positiva di costi-benefici.

Certificati Verdi (CV)

A giugno il parlamento ha approvato la GEO 24/2017 che modifica la normativa sulle fonti rinnovabili. Le novità principali sono:

- > il valore dei CV finanziato dai consumatori finali aumenta da 11,1 €/MWh a 12,5 €/MWh a partire dal 2022 e successivamente potrà essere ulteriormente modificato dall'Autorità regolatoria
- > i CV contrattati sul mercato spot a parità di prezzo saranno ceduti dai venditori *pro quota* in base alla domanda.
- > fatti salvi i contratti bilaterali di trasferimento dei CV conclusi prima di aprile 2017, almeno il 50% dei CV dovrà essere acquistato dai soggetti obbligati sul mercato spot anonimo;
- > i produttori con impianti fino a 3 MW potranno concludere contratti bilaterali di vendita di energia e/o CV solo con venditori finali;
- > i produttori potranno aggregare la propria produzione per poter partecipare al mercato dell'energia;
- > l'energia rinnovabile accumulata nei sistemi a batteria avrà accesso ai CV.

Produttori/consumatori

In base alla medesima normativa produttori da fonti rinnovabili con potenza installata fino a 27 kW hanno diritto a compensare l'energia prodotta con quella acquistata dal proprio fornitore. Il prezzo di cessione è pari alla media pesata dei prezzi spot dell'anno precedente, pari a 22,7 bani/kWh per il 2018. I produttori sono esentati dalla tassazione sull'energia prodotta.

Grecia

A partire dal 1° gennaio 2017 la nuova capacità rinnovabile deve partecipare alle aste pubbliche per ricevere l'incentivo "feed-in premium". Il piano prevede nuova capacità eolica e fotovoltaica per complessivi 2,6 GW tra il 2018 e il 2020. Le prime tre aste per complessivi 171 MW eolici e 220 MW fotovoltaici hanno avuto luogo a luglio 2018. Il prezzo medio aggiudicato è stato pari a Categoria I PV ($P \leq 1$ MWp) ~79 €/MWh, Categoria II PV (1 MW < $P \leq 20$ MW) ~64 €/MWh, Categoria III WIND (3 MW < $P \leq 50$ MW) ~70 €/MWh.

I decreti ministeriali pubblicati recentemente hanno definito le procedure per permettere il repowering degli impianti al termine del periodo di incentivo e la successiva possibilità di partecipare nuovamente alle aste pubbliche.

Bulgaria

Lo scorso maggio 2018 è stato approvato un emendamento alla normativa rinnovabile che, a partire dal 1° gennaio 2019, sostituisce per gli impianti maggiori di 4 MW l'attuale feed-in tariff con una feed-in premium finanziata tramite la cessione dell'energia sul mercato spot Independent Bulgarian Exchange (IBEX) e l'integrazione da parte del "Security of the Energy System" Fund.

Turchia

Il Governo ha annunciato le prime aste pubbliche per complessivi 1.200 MW e 50 TWh eolici off-shore a partire dal 23 ottobre 2018. Inoltre, sono state annunciate le località dei prossimi tre impianti fotovoltaici che andranno all'asta con tempi e modalità da definire.

La procedura per le aste pubbliche dei prossimi 2 GW eolici on-shore è stata posticipata da aprile 2018 ad aprile 2020.

Germania

L'8 giugno 2018 il parlamento ha approvato una modifica alla normativa rinnovabile (EEG 2014) che estende fino a metà 2020 l'obbligo per tutti, anche le comunità locali, di partecipare alle aste rinnovabili solo con impianti autorizzati.

Sud America

Argentina

La revisione tariffaria e le altre novità regolatorie argentine del 2017

In data 2 febbraio 2017, è stata pubblicata la Risoluzione n. 19/2017 da parte della Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) che stabilisce le linee guida per la definizione della remunerazione tariffaria delle centrali di generazione già esistenti, prevedendo una remunerazione in base alla potenza per tecnologia e scala. Inoltre, per le unità termiche si definisce la possibilità di assumere impegni a garantire la disponibilità dell'impianto a fronte di una remunerazione aggiuntiva. La società di generazione potrà dichiarare la propria disponibilità per ciascun periodo (estivo e invernale), il valore di potenza garantito da ciascuna unità di generazione per un arco temporale di tre anni, potendo differenziare l'offerta a seconda della stagione. L'unica eccezione, per l'anno 2017, è che la dichiarazione di disponibilità garantita e il documento di programmazione stagionale dell'inverno (che è vigente dal 1° maggio al 31 ottobre 2017) si autorizzeranno congiuntamente visti i tempi di attuazione della nuova normativa. La società di generazione firmerà un contratto di impegno della disponibilità garantita la cui controparte è CAMMESA che potrà a sua volta cederlo in base a eventuali richieste di SEE. La remunerazione stabilita per ciascuna unità di generazione sarà in proporzione all'effettivo rispetto dei termini contrattuali, essendo il valore calcolato al prezzo minimo. Di converso, il generatore termico potrà offrire la disponibilità per potenza addizionale per periodi bimestrali che si potranno subcontractare con prezzi massimi. Le remunerazioni stabilite dalla Risoluzione n. 19/2017 sono denominate in dollari statunitensi e si convertono al tasso di cambio pubblicato dal Banco Centrale della Repubblica Argentina corrispondente all'ultimo giorno anteriore alla scadenza di ciascun periodo di maturazione fissato da CAMMESA.

La nuova normativa, nell'ambito del settore delle rinnovabili, pospone al 31 dicembre 2017 l'obiettivo di servire l'8% della domanda di energia elettrica nazionale con energia generata da fonti rinnovabili e stabilisce un percorso a tappe per raggiungere il 20% nel 2025, fissando obiettivi intermedi quali il 12%, il 16% e il 18% rispettivamente per il 2019, 2021 e il 2023. La legge n. 27191 crea un fondo fiduciario (FODER) che potrà finanziare opere, dispensare benefici fiscali a progetti nel settore delle rinnovabili, definire contributi a livello nazionale, provinciale e comunale fino al 2025. I grandi clienti (con potenze superiori a 300 kW) dovranno rispettare individualmente gli obiettivi sopra citati stabilendo nei relativi contratti che il prezzo non potrà essere superiore a 113 dollari statunitensi per MWh e fissando sanzioni e penalità a chi non rispetti tali obiettivi.

Nel corso del mese di febbraio 2017 sono state deliberate le nuove regole tariffarie e il nuovo regime tariffario da applicare.

In data 1° febbraio 2017 ENRE ha pubblicato la Risoluzione n. 64, la quale chiude il processo della RTI e stabilisce la remunerazione annuale riconosciuta a Edesur SA per un ammontare complessivo di 14.539.836.941 pesos argentini (circa 830 milioni di euro).

In base all'applicazione del nuovo regime tariffario il Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ha limitato l'incremento del *Valor Agregado de Distribución* (VAD) attraverso specifiche istruzioni a ENRE. Il nuovo ammontare di tale componente tariffaria è vigente con decorrenza 1° febbraio 2017 ma la fatturazione dello stesso è inizialmente limitata fino a un massimo del 42% del totale. La sua intera fatturazione sarà possibile solo a partire dal 1° febbraio 2018 e ci sarà una tappa intermedia a novembre 2017 dove il sopra citato limite di fatturazione del 42% viene parzialmente incrementato. Inoltre, si stabilisce che ENRE debba riconoscere a Edesur ed Edenor la parte già maturata e non fatturata tra il 1° febbraio 2017 e il 1° febbraio 2018 in 48 rate a partire dal 1° febbraio 2018 che si incorporeranno nel valore del VAD da fatturare in seguito.

La nuova normativa fissa anche l'aggiornamento della tariffa delle società di distribuzione in relazione all'andamento dell'inflazione e in base ai temi inerenti alla qualità del servizio e al regolamento di fornitura.

Brasile

Revisione tariffaria per Enel Distribución Goiás del 17 ottobre 2017

In data 17 ottobre 2017, ANEEL ha omologato la revisione tariffaria per Enel Distribución Goiás attraverso la Risoluzione n. 2.317. In media le tariffe sono state incrementate del 14,65%.

La prossima revisione tariffaria si realizzerà nell'ottobre 2018 e successivamente ogni cinque anni in base ai piani di investimento approvati.

Revisione tariffaria per Enel Distribución Río SA

In data 13 marzo 2018 ANEEL ha omologato la revisione tariffaria per Enel Distribución Río, a seguito dell'udienza pubblica n. 078/2017. In media le tariffe sono state incrementate del 21,04%.

Revisione tariffaria per Enel Distribución Ceará SA

In data 17 aprile 2018, ANEEL ha omologato la revisione tariffaria anche per Enel Distribución Ceará SA con effetto a partire dal 22 aprile 2018. L'incremento da applicare è stato in media del 4,96%.

Ricarica dei veicoli elettrici

Attraverso la *Resolución Normativa* n. 819 del 2018, ANEEL ha fissato le attività di ricarica dei veicoli elettrici.

Le società di distribuzione possono installare stazioni di ricarica nelle loro aree di concessione mettendole a disposizione del pubblico per la ricarica dei veicoli elettrici.

I prezzi applicati per tale servizio possono essere liberamente negoziati e fissati da ciascun concessionario.

Ogni sei mesi (gennaio e luglio) le società di distribuzione devono informare all'ANEEL delle stazioni di ricarica installate nelle aree di concessione.

Perù

Attraverso il decreto supremo n. 005-2018-EM si modificano diversi articoli del Regolamento del mercato all'ingrosso di elettricità, approvato dal decreto supremo n. 026-2016-EM, in cui si precisano le norme afferenti alla partecipazione al mercato, alle garanzie da prestare, ai casi di inadempimento, di recesso o di esclusione dei partecipanti allo stesso mercato all'ingrosso.

Attraverso la legge n. 30754 si è promulgata la legge quadro sul cambiamento climatico che si sviluppa sulla base dei principi definiti dalla legge generale sull'ambiente, dalle leggi sul sistema nazionale della gestione dell'ambiente, dalla politica nazionale sull'ambiente e dalla convenzione delle Nazioni Unite sul cambiamento climatico.

Colombia

Nel mese di febbraio del 2018 la Commissione di Regolazione ha pubblicato la risoluzione CREG 015 del 2018 che fissa in forma definitiva la Metodologia di Remunerazione della Distribuzione per il nuovo periodo tariffario, e nella quale si determinano la remunerazione della base di attivo esistente, la presentazione dei piani di investimento, la remunerazione del costo di operazione e manutenzione e si definiscono i percorsi di diminuzione delle perdite e miglioramento della qualità del servizio.

Rinnovabili

Nel mese di marzo 2018 è stato emanato il decreto MME 0570 del 2018, in base al quale sono state decise le linee guida per l'appalto di Long Term Energy. Gli obiettivi del decreto sono:

- > rafforzare la resilienza della matrice generazionale attraverso la diversificazione del rischio;

- > promuovere la concorrenza e l'efficienza nella formazione dei prezzi attraverso progetti nuovi e già esistenti;
- > mitigare gli effetti della variabilità climatica attraverso l'uso delle risorse rinnovabili disponibili;
- > rafforzare la sicurezza energetica nazionale;
- > ridurre le emissioni di gas serra, in conformità con gli impegni della COP 21.

Il Ministero de Minas y Energía, la CREG, la UPME e altre entità competenti hanno un periodo di 12 mesi dall'entrata in vigore del decreto per l'aggiornamento delle norme vigenti che consentono la pianificazione, la connessione, il funzionamento e la misurazione per l'integrazione dei progetti di generazione di energia elettrica sviluppati dall'applicazione del meccanismo.

Nord e Centro America

Stati Uniti d'America

A livello federale

A giugno 2018, l'Internal Revenue Service (IRS) ha emanato le linee guida per l'implementazione dell'Investment Tax Credit (ITC), fornendo definizioni di "inizio costruzione" nonché dei relativi "requisiti di continuità". Secondo la normativa vigente, i progetti relativi ai pannelli solari fotovoltaici potrebbero qualificarsi per il 30% ITC se inizieranno la costruzione prima del 1° gennaio 2020, per il 26% ITC se inizieranno la costruzione prima del 1° gennaio 2021 e per il 22% ITC se la inizieranno prima del 1° gennaio 2022. I progetti che inizieranno la costruzione nel 2022 o successivamente possono richiedere il 10% di ITC, un incentivo senza ritiro graduale. Secondo le linee guida, i progetti solari che saranno messi in servizio entro quattro anni civili dal loro inizio costruzione si presume che abbiano soddisfatto i "requisiti di continuità" dell'IRS. Tuttavia, per statuto, per richiedere l'ITC del 30%, 26% o 22%, tutti i progetti dovranno essere in servizio entro il 31 dicembre 2023.

Da gennaio 2018, le azioni statunitensi in materia di politica commerciale hanno creato nuove questioni per la costruzione di grandi impianti industriali, compresi i progetti di energia rinnovabile. Le azioni specifiche hanno limitato o aumentato i costi delle materie prime e dei prodotti finiti che fanno parte delle attuali e future realizzazioni di progetti di energia rinnovabile di Enel Green Power North America, come per esempio pannelli solari, acciaio e alluminio, prodotti "Made in China" ecc. A oggi, gli effetti sono stati limitati e modesti, ma ulteriori azioni commerciali stimulate da azioni reciproche di altri Paesi potrebbero ampliarne la portata e l'effetto.

Messico

Rinnovabili

Si è proceduto alla creazione dei comitati di controllo della regolazione messicana in materia di elettricità, i quali includono la partecipazione nel settore pubblico e privato. Si tratta di quattro comitati:

- > Mercato Elettrico su larga scala;
- > Operazione nel mercato;
- > Contratti di Compravendita;
- > Espansione della rete.

Enel parteciperà a tutti tranne a quello di "Operazione nel mercato".

È stato pubblicato il Manuale di Interconnessione e Connessione che definisce delle nuove metodologie a tal riguardo e i nuovi progetti in sviluppo saranno regolati tutti da questo nuovo manuale.

Nel corso dei primi sei mesi del 2018 si è svolta la pubblicazione delle offerte di acquisto di un'asta per 3,9 TWh/anno, il 6 di agosto si conoscerà l'offerta di altri possibili acquirenti. L'offerta economica si presenterà il prossimo 5 novembre e i risultati verranno resi noti il 14 novembre.

Africa Sub-Sahariana e Asia

India

Rinnovabili

Negli ultimi sei mesi l'India ha emanato aste solari ed eoliche per circa 20 GW di capacità. In particolare, la prima asta per solare flottante (150 MW) è stata pubblicata ad aprile. In giugno il Ministero per le Energie Rinnovabili ha dichiarato che l'India sta programmando il lancio di un'asta singola per 100 GW di energia solare.

Il 16 febbraio, il Ministro dell'Energia federale ha esteso l'esenzione dalle "charges and losses" della trasmissione elettrica interstatale agli impianti solari ed eolici che saranno finalizzati entro marzo 2022, per incentivare le fonti di energia rinnovabili anche nell'ottica del raggiungimento del relativo target di 175 GW entro il 2022.

Il 15 maggio la Central Electricity Regulatory Commission ha pubblicato una procedura dettagliata per la connessione dei progetti rinnovabili nell'ISTS (Inter-State Transmission System).

Il 14 giugno il Governo ha pubblicato la National RPO (Renewable Purchase Obligation) trajectory per il 2021, e ha invitato gli Stati a conformarsi. La RPO, ossia la quota di consumo che le società di distribuzione e alcuni clienti finali devono coprire tramite energia rinnovabile, passerà gradualmente dal 17% del 2018 al 21% del 2021-2022.

Sudafrica

Rinnovabili

Non ci sono aggiornamenti regolatori di rilievo. La promulgazione da parte del Dipartimento dell'Energia (DoE) della versione finale della revisione dell'IEP (Integrated Energy Plan) e dell'IRP (Integrated Resource Plan), i piani pluriennali di lungo termine relativi alla strategia di sviluppo del settore energetico e del settore elettrico nel Paese fino al 2050, ha subito ulteriori ritardi, ed è ora attesa per la seconda metà del 2018.

Marocco

Rinnovabili

Non ci sono aggiornamenti regolatori di rilievo. È ancora atteso l'insediamento dell'Autorità Nazionale per la Regolazione dell'Elettricità (ANRE), formalmente costituita nel 2016. Inoltre, il Governo sta procedendo alla riforma della Legge sulle Rinnovabili del 2009. Tale riforma dovrebbe, tra le varie cose, migliorare il quadro regolatorio per l'accesso degli IPP (Independent Power Producers) alla Media Tensione e per la vendita in rete dell'energia prodotta in eccesso rispetto ai fabbisogni dei clienti finali. La riforma dovrebbe essere completata nei prossimi mesi.

Australia

Rinnovabili

Il quadro regolatorio australiano è in rapida evoluzione, con l'obiettivo primario di mantenere la sicurezza del sistema elettrico in un Paese che vede la progressiva obsolescenza del parco di generazione a carbone, nel corso degli anni rimpiazzato da impianti a gas e a fonti rinnovabili.

La nuova politica federale lanciata a ottobre 2017, la NEG (National Energy Guarantee), pone sui retailers l'obbligo di garantire che una certa percentuale dei loro acquisti provenga da fonti dispacciabili e da fonti a basse emissioni di CO₂. A febbraio è stata pubblicata una prima versione della policy, alla cui fase di consultazione ha partecipato anche Enel Green Power. Una nuova versione, più dettagliata, è stata pubblicata a giugno, e nuovi commenti saranno inviati a luglio. La NEG dovrebbe essere finalizzata entro fine 2018, ed entrare in vigore – se approvata dai singoli Stati – nel 2019-2020.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, e in particolare a rischi di natura finanziaria, rischi industriali, ambientali e di carattere regolatorio. Per mitigare l'esposizione a tali rischi, Enel svolge 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 di natura finanziaria

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mitigati, possono direttamente influenzarne il risultato. Essi includono i rischi di mercato, il rischio di credito e il rischio di liquidità. Enel ha adottato un sistema di governance dei rischi finanziari che prevede la presenza di specifici comitati interni, composti dal top management e presieduti dagli Amministratori Delegati delle società interessate, cui spettano le attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi, nonché la definizione e l'applicazione di specifiche policy, a livello di Gruppo e di singole Region, Country e Global Business Line, che definiscono i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione e quelle responsabili del monitoraggio e del controllo dei rischi.

La governance dei rischi finanziari prevede, inoltre, la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e di singole Region, Country e Global Business Line, per ogni rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema di limiti costituisce per il Gruppo un supporto alle decisioni finalizzato al raggiungimento degli obiettivi.

Per un maggiore approfondimento sulla gestione dei rischi finanziari si rimanda alla nota 42 (Risk management) della Relazione Finanziaria annuale.

Rischi di mercato

I rischi di mercato ai quali il Gruppo è esposto sono connessi all'oscillazione dei prezzi delle commodity, dei tassi di cambio e dei tassi di interesse.

Allo scopo di contenere l'esposizione ai rischi di mercato all'interno dei limiti operativi, Enel si serve anche di contratti derivati.

Rischio di prezzo commodity e continuità degli approvvigionamenti

Enel opera sui mercati energetici e per questa sua attività è esposta 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 sia dell'approvvigionamento dei combustibili sia delle forniture ai clienti finali e agli operatori del mercato all'ingrosso.

Enel si è dotata, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati sia sui mercati regolamentati sia sui mercati over the counter (OTC).

Allo scopo di mitigare il rischio 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.

Grazie alle strategie di mitigazione messe in atto, il Gruppo ha potuto minimizzare gli effetti della volatilità dei prezzi delle commodity sui risultati del primo semestre 2018.

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity deriva principalmente dalle attività di compravendita di energia e combustibili a prezzo variabile (es. contratti bilaterali indicizzati, operazioni sul mercato spot ecc.).

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. Per i portafogli industriali sono adottate tecniche di proxy hedging qualora gli strumenti di copertura relativi ai particolari fattori di rischio che generano l'esposizione non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. Inoltre, Enel applica tecniche di portfolio hedging per valutare opportunità di netting fra esposizioni infragruppo.

Gli strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo sono principalmente contratti derivati plain vanilla (in particolare forward, swap, opzioni su commodity, futures, contratti per differenza).

Enel inoltre svolge attività di proprietary trading con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO₂ ed energia elettrica) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e over the counter (OTC), ottimizzando il profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati.

Rischio di tasso di cambio

In ragione della diversificazione geografica, dell'accesso ai mercati internazionali per l'emissione di strumenti di debito e dell'operatività sulle commodity, le società del Gruppo sono esposte al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra la divisa di conto e le altre divise generino variazioni inattese delle grandezze economiche e patrimoniali riportate nei rispettivi bilanci di esercizio.

Dato l'attuale assetto di Enel, l'esposizione al rischio di tasso di cambio è principalmente legata al dollaro statunitense e deriva da:

- > flussi di cassa connessi alla compravendita di combustibili ed energia;
- > flussi di cassa relativi a investimenti, a dividendi derivanti da consociate estere e a flussi relativi alla compravendita di partecipazioni;
- > flussi di cassa connessi a rapporti commerciali;
- > attività e passività finanziarie.

Il bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio di tasso di cambio derivante dalla conversione in euro delle poste relative alle partecipazioni in società la cui divisa di conto è diversa dall'euro (c.d. "rischio traslativo").

La politica di gestione del rischio di tasso di cambio è orientata alla copertura (hedging) sistematica delle esposizioni alle quali sono soggette le società del Gruppo, mentre il rischio traslativo non è oggetto di copertura.

Appositi processi operativi garantiscono la definizione e l'attuazione di opportune strategie di hedging, che tipicamente impiegano contratti finanziari derivati stipulati sui mercati over the counter (OTC).

Nel corso del primo semestre 2018 la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto della citata politica di gestione dei rischi, senza difficoltà da rilevare nell'accesso al mercato dei derivati.

In particolare, si rileva che il 53% (47% al 31 dicembre 2017) dell'indebitamento lordo a lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro, che si riduce al 22,3% (17% al 31 dicembre 2017), considerando le relative operazioni di copertura.

L'esposizione complessiva dell'indebitamento finanziario delle società del Gruppo al rischio tasso di cambio risulta peraltro del tutto trascurabile, tenuto conto della quota di indebitamento espressa nella valuta di conto della società del Gruppo detentrica della posizione debitoria nonché degli eventuali effetti di copertura naturale rispetto a flussi operativi denominati in divisa estera.

Si evidenzia inoltre che, al 30 giugno 2018, se il tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 2.090 milioni di euro (2.413 milioni di euro al 31 dicembre 2017) a seguito del decremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge.

Viceversa, se l'euro, alla stessa data, si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 2.553 milioni di euro (2.946 milioni di euro al 31 dicembre 2017) a seguito dell'incremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge.

Rischio di tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni del livello dei tassi di interesse comportino variazioni inattese degli oneri finanziari netti o del valore di attività e passività finanziarie valutate al fair value.

L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento, in caso di accensione di un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile.

Il Gruppo gestisce il rischio di tasso di interesse principalmente attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione degli oneri e di contenimento del costo della provvista. Tale obiettivo viene raggiunto sia attraverso la diversificazione del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata e condizioni, sia modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di contratti finanziari derivati sui mercati over the counter (OTC), principalmente interest rate swap, interest rate option e swaption. La scadenza del contratto derivato non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'uno bilancia la corrispondente variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'altra.

Nel caso in cui una Società del Gruppo 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 2018 il 35% dell'indebitamento finanziario lordo è indicizzato a tasso variabile (27% al 31 dicembre 2017). 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 di tasso di interesse risulta pari al 27% (22% al 31 dicembre 2017). Al 30 giugno 2018, 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 205 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2017) 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 205 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2017) 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 (24 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria, espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità di un peggioramento del merito creditizio delle controparti che causa effetti avversi sul valore atteso della posizione creditoria e, relativamente ai soli crediti commerciali, incremento dei tempi medi di incasso.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- > vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);
- > attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico o da operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
- > attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la gestione e il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Region, Country e Global 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.

Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Region, Country e Global Business Line e a livello consolidato, l'applicazione di criteri omogenei per la misurazione, il monitoraggio e il controllo delle esposizioni creditizie commerciali, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere e delle eventuali azioni di mitigazione da porre in essere.

La politica di gestione del rischio di credito, derivante da attività commerciali, prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Con riferimento infine all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello di Region/Country/Global Business Line, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (es: netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, o che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli a causa di situazioni di tensione o crisi sistemica (per esempio credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato.

Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Enel dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un 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 del Gruppo.

Nel corso del 2017, la valutazione del profilo di rischio di Enel attribuita dalle agenzie di rating Moody's e Fitch non ha subito variazioni, mentre l'agenzia Standard & Poor's ha aggiornato il rating da "BBB" a "BBB+". Pertanto, al termine dell'esercizio, 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. Non vi sono ulteriori aggiornamenti al 30 giugno 2018.

La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di una riserva prudenziale di liquidità, sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi. Inoltre, al fine di rispettare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento, cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari, e un profilo di scadenze equilibrato.

Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di Tesoreria è in larga parte accentrata nella Capogruppo, la quale provvede al fabbisogno di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e assicura un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze.

Nel corso del primo semestre 2018 sono state effettuate emissioni per complessivi 4.789 milioni di euro.

Al 30 giugno 2018, il Gruppo Enel ha a disposizione complessivamente circa 6,4 miliardi di euro di cash e cash equivalent, nonché committed credit line disponibili per 14,3 miliardi di euro a fronte di circa 15 miliardi di euro complessivamente contrattualizzati.

Inoltre, il Gruppo ha a disposizione programmi di commercial paper per un controvalore totale di 9,3 miliardi di euro (utilizzati per 4,5 miliardi di euro).

Rischio Paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per oltre il 50% dell'ammontare totale; la forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzata in varie regioni, tra cui Sud America, Nord America, Africa e Russia – sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il cosiddetto "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macro-economica e finanziaria, regolatori e di mercato, geopolitica e sociale il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali sia sulla protezione degli asset aziendali. Enel, a tal proposito, si è dotata di un modello di valutazione del rischio Paese capace di monitorare puntualmente la rischiosità dei Paesi all'interno del proprio perimetro. Al fine di mitigare tale rischio il modello supporta i processi di allocazione del capitale e di valutazione d'investimento.

Nel primo semestre 2018 l'economia mondiale continua a crescere a ritmi sostenuti, sebbene i rischi legati a fattori economici e politici siano progressivamente aumentati.

Le politiche monetarie espansive delle principali banche centrali mondiali che hanno sostenuto la ripresa mondiale, sono ormai prossime alla conclusione, lasciando interrogativi sulle possibili conseguenze per il sistema economico. Infatti, la Federal Reserve (Fed) ha ripetutamente alzato il proprio tasso di riferimento e con molte probabilità nei prossimi semestri tale comportamento sarà imitato da altre banche centrali. Il rialzo dei tassi, combinato con la politica fiscale espansiva US, potrebbe comportare una riduzione dei flussi di capitale verso i Paesi meno solidi e più indebitati. In tal senso i Paesi emergenti hanno iniziato a manifestare alcuni segnali di debolezza in alcuni casi esacerbati da situazioni fiscali non sostenibili.

Altro fattore di rischio è rappresentato dalla crescita del prezzo del petrolio, che potrebbe ridurre il potere d'acquisto degli operatori economici, comportando il rallentamento della domanda per consumi privati nei Paesi importatori, uno dei principali elementi della ripresa economica del 2017.

Considerando il panorama economico-politico non è da trascurare la minaccia che l'implementazione di politiche protezionistiche potrebbero impattare significativamente il commercio mondiale.

Tra i Paesi analizzati dal modello, l'Argentina e il Brasile sono caratterizzati da fattori di rischio economici e socio-politici rilevanti. Il primo sta attraversando una fase di riduzione della fiducia indotta dalla difficoltà nel processo di consolidamento dei conti pubblici e da uno squilibrio della bilancia commerciale che sta causando un forte deprezzamento della valuta. In tale contesto aumenta il rischio di iperinflazione, rendendo più complicato il processo di normalizzazione dei prezzi che nel primo semestre sono cresciuti del 26% YoY, ancora lontani dai target della banca centrale (17% nel 2019)..

Il Brasile risente particolarmente di un panorama politico incerto con le elezioni che avranno luogo a ottobre. Infatti, i candidati che prenderanno parte alla corsa politica non sono stati ancora ufficialmente definiti e i progetti di riforme strutturali sono attualmente bloccati. La riforma delle pensioni sarà un elemento fondamentale verso la riduzione del deficit strutturale del Paese e del contenimento del livello del debito lordo.

Rischi industriali e ambientali

Eventi meteorologici estremi e disastri naturali nell'ambito dell'attuale scenario climatico

Nell'ambito dell'attuale scenario climatico, il Gruppo è esposto al rischio di danni su asset e infrastrutture legati a fenomeni climatici estremi o a disastri naturali e al rischio della conseguente prolungata indisponibilità di tali asset. Al fine

di mitigare tali rischi, il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, anche con l'obiettivo di ridurre i possibili impatti sulle comunità e le aree circostanti gli asset: vengono quindi svolte costanti attività di monitoraggio e previsione meteorologica nelle aree in cui si trovano gli asset più esposti. Vengono inoltre condotti numerosi interventi di incremento della resilienza sugli asset più esposti agli eventi meteorologici estremi o a disastri naturali.

Tutte le aree del Gruppo sono sottoposte a certificazione ISO 14001 e attraverso l'applicazione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA), riconosciuti a livello internazionale, le potenziali fonti di rischio sono monitorate affinché ogni criticità possa essere rilevata tempestivamente.

Fallimento della mitigazione e dell'adattamento al cambiamento climatico

La lotta al cambiamento climatico è una delle maggiori sfide mondiali, che espone il Gruppo a diversi fattori di rischio di medio-lungo termine. Tra questi, i rischi legati alle modifiche normative e regolatorie associate proprio alla lotta al cambiamento climatico. Vengono condotte inoltre attività volte a valutare i rischi connessi agli impatti sul funzionamento degli asset legati a cambiamenti climatici graduali (e.g. temperatura dell'aria e dell'acqua).

Inoltre, vengono analizzate le trasformazioni socio-economiche legate al cambiamento climatico, per l'impatto che esse possono avere sul business e sulle attività del Gruppo.

Al fine di valutare e quantificare i principali rischi legati al fallimento della mitigazione del cambiamento climatico, è stata avviata, in linea con le indicazioni delle Task Force on Climate-related Financial Disclosures di Bloomberg, un'attività di analisi di scenari climatici di lungo termine al fine di analizzare i possibili impatti sui businesses di Enel legati alle principali variabili climatiche (sia graduali sia estreme). Tali scenari sono utilizzati per una valutazione dei possibili impatti economico-finanziari sul business e per un assessment della strategia del Gruppo, del relativo risk management e della governance. Vengono condotte costanti attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione delle normative comunitarie e nazionali, mantenendo con le autorità e gli organismi regolatori locali e internazionali rapporti caratterizzati da un approccio trasparente e collaborativo.

Il Gruppo si impegna inoltre per un miglioramento continuo delle attività esistenti in termini di impatto ambientale, attraverso i propri obiettivi di riduzione delle emissioni, *in primis* quello di "generazione a zero emissioni" al 2050, e adotta una strategia mirata alla crescita attraverso lo sviluppo di tecnologie e servizi sempre più low carbon, in linea con gli obiettivi del COP 21.

Rischi legati ad attacchi cibernetici ("cyber")

L'era della digitalizzazione e dell'innovazione tecnologica implica per le organizzazioni una crescente esposizione agli attacchi cibernetici, che diventano sempre più numerosi e sofisticati anche in relazione ai cambiamenti del contesto di riferimento. La complessità organizzativa del Gruppo e la numerosità degli ambienti da cui è caratterizzata (i dati, le persone e il mondo industriale) espongono gli asset al rischio di attacchi. Il Gruppo Enel ha adottato un modello di gestione di tali rischi che si fonda su una visione "sistemica" che integra il settore dell'Information Technology tradizionale, quello dell'Operational Technology più legato al settore industriale e quello dell'Internet of Things legato al collegamento in rete di "oggetti" smart. In particolare, Enel si è dotata di una politica, "Cyber Security Framework", per indirizzare e gestire le attività di cyber security, che prevede il coinvolgimento delle aree di business, il recepimento delle indicazioni normative, regolatorie e legali, l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, la predisposizione di processi aziendali *ad hoc* e la consapevolezza delle persone. Il Framework pone a fondamento delle decisioni strategiche e delle attività di progettazione un approccio "risk-based" e un modello di progettazione e sviluppo che vede definite le opportune misure di sicurezza nell'intero ciclo di vita di applicazioni, processi e servizi ("cyber security by design"). Enel ha anche creato un proprio CERT (Cyber Emergency Readiness Team), attivo, riconosciuto e accreditato dalle comunità nazionali e internazionali, al fine di indirizzare una risposta industrializzata alle minacce e agli incidenti cyber.

Prevedibile evoluzione della gestione

Durante il primo semestre 2018, la crescita del Gruppo, supportata da investimenti nelle rinnovabili e nelle reti, ha permesso di compensare l'evoluzione particolarmente negativa dell'effetto cambi. La diversificazione geografica e di business ha inoltre contribuito al raggiungimento di solidi risultati nel semestre che, in linea con gli obiettivi del Piano Strategico 2018-2020, confermano il ruolo di leadership di Enel nella transizione energetica.

Per la restante parte del 2018, in linea con i target di Piano, sono previsti:

- > un importante contributo alla crescita industriale, trainata da investimenti in rinnovabili e infrastrutture e reti;
- > la prosecuzione degli investimenti in digitalizzazione, sostenuta dall'installazione degli smart meter di seconda generazione in Italia e dal completamento del programma dell'installazione di smart meter in Iberia;
- > ulteriori progressi in efficienza operativa, sostenuti dal processo di digitalizzazione;
- > il contributo crescente della strategia di attenzione al cliente attraverso, tra gli altri fattori, l'accelerazione del business di Enel X;
- > la prosecuzione del processo di semplificazione del Gruppo, anche a seguito delle recenti acquisizioni di società, e di gestione attiva del portafoglio.

L'accelerazione del contributo degli investimenti nelle rinnovabili e nelle reti, nonché il continuo focus su efficienze operative, consentono di confermare i target economico-finanziari per il 2018.

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 28 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2018		2017	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Ricavi e altri proventi	5	36.027	2.565	36.315	2.640
Costi	6				
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile		16.737	3.482	17.615	3.683
Costi per servizi e altri materiali		8.771	1.338	8.235	1.338
Costo del personale		2.274		2.280	
Ammortamenti e impairment		2.982		2.824	
Altri costi operativi		1.380	142	1.457	135
Costi per lavori interni capitalizzati		(865)		(672)	
	<i>[Subtotale]</i>	31.279		31.739	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	7	127	(9)	278	8
Risultato operativo		4.875		4.854	
Proventi finanziari da contratti derivati	8	1.243		645	
Altri proventi finanziari	9	729	13	1.046	2
Oneri finanziari da contratti derivati	8	955		1.173	
Altri oneri finanziari	9	2.222	11	1.916	13
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	46		81	
Risultato prima delle imposte		3.716		3.537	
Imposte	10	993		1.044	
Risultato delle continuing operations		2.723		2.493	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		2.723		2.493	
Quota di interessenza del Gruppo		2.020		1.847	
Quota di interessenza di terzi		703		646	
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	11	<i>0,20</i>		<i>0,18</i>	
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	11	<i>0,20</i>		<i>0,18</i>	
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	11	<i>0,20</i>		<i>0,18</i>	
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	11	<i>0,20</i>		<i>0,18</i>	

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° semestre	
	2018	2017 restated ⁽¹⁾
Risultato netto del periodo	2.723	2.493
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto dell'effetto delle imposte)		
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	28	(169)
Variazione del fair value dei costi di hedging	(41)	138
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	3	(1)
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI	-	(5)
Variazione della riserva di traduzione	(543)	(1.797)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto dell'effetto delle imposte)		
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici ai dipendenti	-	-
Variazione di fair value su partecipazioni in altre imprese	(1)	15
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(554)	(1.819)
Utile complessivo rilevato nel periodo	2.169	674
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	1.632	872
- di terzi	537	(198)

(1) Dati riesposti per riflettere una migliore presentazione del contenuto delle voci a seguito della prima applicazione dell'IFRS 9.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note		
ATTIVITÀ		al 30.06.2018	al 31.12.2017
		<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	12	75.208	74.937
Investimenti immobiliari		86	77
Attività immateriali	13	17.803	16.724
Avviamento	14	15.142	13.746
Attività per imposte anticipate	15	8.030	6.354
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	1.631	1.598
Derivati	17	902	702
Altre attività finanziarie non correnti	18	4.976	4.002
Altre attività non correnti	19	1.290	1.064
	<i>[Totale]</i>	125.068	119.204
Attività correnti			
Rimanenze		3.059	2.722
Crediti commerciali	20	13.417	14.529
Crediti per imposte sul reddito		564	577
Derivati	17	4.844	2.309
Altre attività finanziarie correnti	21	4.882	4.614
Altre attività correnti	19	3.175	2.695
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		6.393	7.021
	<i>[Totale]</i>	36.334	34.467
Attività classificate come possedute per la vendita	23	2.222	1.970
TOTALE ATTIVITÀ		163.624	155.641

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 30.06.2018		al 31.12.2017	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Altre riserve		2.418		3.348	
Utili e perdite accumulati		18.268		21.280	
	<i>[Totale]</i>	30.853		34.795	
Interessenze di terzi					
		15.990		17.366	
Totale patrimonio netto					
	24	46.843		52.161	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	22	46.166	849	42.439	893
Benefici ai dipendenti		3.170		2.407	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	25	5.137		4.821	
Passività per imposte differite	15	7.999		8.348	
Derivati	17	2.821		2.998	
Altre passività non correnti	19	8.301	49	2.003	36
	<i>[Totale]</i>	73.594		63.016	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	22	4.826		1.894	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	22	4.519	89	7.000	89
Fondi rischi e oneri quota corrente	25	1.240		1.210	
Debiti commerciali		10.493	2.202	12.671	2.365
Debiti per imposte sul reddito		683		284	
Derivati	17	4.791	20	2.260	9
Altre passività finanziarie correnti		737		954	
Altre passività correnti	19	13.956	43	12.462	37
	<i>[Totale]</i>	41.245		38.735	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita					
	23	1.942		1.729	
Totale passività					
		116.781		103.480	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
		163.624		155.641	

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 convers. bilanci in valuta estera	Riserve da valutaz. strumenti finanziari di cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	Riserva da partec. 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
Al 31 dicembre 2016	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.005)	(1.448)	-	106	(12)	(706)	(2.398)	(1.170)	19.484	34.803	17.772	52.575
Applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	-	480	(480)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2017 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.005)	(968)	(480)	106	(12)	(706)	(2.398)	(1.170)	19.484	34.803	17.772	52.575
Distribuzione dividendi in acconto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(908)	(908)	(570)	(1.478)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	(962)	(159)	138	10	(2)	-	-	-	1.847	872	(198)	674
di cui:																
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(962)	(159)	138	10	(2)	-	-	-	-	(975)	(844)	(1.819)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.847	1.847	646	2.493
Al 30 giugno 2017 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.967)	(1.127)	(342)	116	(14)	(706)	(2.398)	(1.170)	20.423	34.767	17.001	51.768
Al 31 dicembre 2017	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.588)	-	(23)	(5)	(646)	(2.398)	(1.163)	21.280	34.795	17.366	52.161
Applicazione nuovi principi contabili	-	-	-	-	-	348	(348)	-	-	-	-	-	(3.690)	(3.690)	(571)	(4.261)
Al 1° gennaio 2018 restated	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.614)	(1.240)	(348)	(23)	(5)	(646)	(2.398)	(1.163)	17.590	31.105	16.795	47.900
Distribuzione dividendi in acconto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.342)	(1.342)	(648)	(1.990)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(506)	-	(506)	(694)	(1.200)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	(19)	(14)	-	-	-	(3)	-	-	-	(36)	-	(36)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(354)	5	(41)	(1)	3	-	-	-	2.020	1.632	537	2.169
di cui:																
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(354)	5	(41)	(1)	3	-	-	-	-	(388)	(166)	(554)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.020	2.020	703	2.723
Al 30 giugno 2018	10.167	7.489	2.034	2.262	(2.987)	(1.249)	(389)	(24)	(2)	(649)	(2.398)	(1.669)	18.268	30.853	15.990	46.843

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2018	2017		
				<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Risultato del periodo prima delle imposte		3.716		3.537	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment	5	2.982		2.824	
(Proventi)/Oneri finanziari	7-8	1.204		1.398	
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	(46)		(81)	
Variazioni del capitale circolante netto:		(1.391)		(1.212)	
- rimanenze		(293)		(185)	
- crediti commerciali		1.248	(116)	331	146
- debiti commerciali		(2.354)	(163)	(1.882)	281
- altre attività e passività		8	(50)	524	21
Accantonamenti ai fondi		305		130	
Utilizzo fondi		(574)		(535)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		993	13	779	2
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(2.370)	(11)	(1.970)	(13)
(Proventi)/oneri netti da valutazione commodity		(12)		53	
Imposte pagate		(461)		(739)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		15		(148)	
Cash flow da attività operativa (A)		4.361		4.036	
Investimenti in attività materiali non correnti	11	(2.836)		(3.057)	
Investimenti in attività immateriali	12	(559)		(408)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	2	(1.093)		(723)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		125		19	
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento		(58)		155	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(4.421)		(4.014)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	20	7.229		7.641	
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	20	(4.486)	(44)	(5.144)	(45)
Operazioni relative a non controlling interest		(1.412)		(406)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(1.768)		(1.656)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		(437)		435	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		(160)		(170)	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		(657)		287	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽¹⁾		7.121		8.326	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽²⁾		6.464		8.613	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.021 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017), "Titoli a breve" pari a 69 milioni di euro al 1° gennaio 2018 (36 milioni di euro al 1° gennaio 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 31 milioni di euro al 1° gennaio 2018.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.393 milioni di euro al 30 giugno 2018 (8.513 milioni di euro al 30 giugno 2017), "Titoli a breve" pari a 52 milioni di euro al 30 giugno 2018 (60 milioni di euro al 30 giugno 2017) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 19 milioni di euro al 30 giugno 2018 (40 milioni di euro al 30 giugno 2017).

Note illustrative

1. Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137. La Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2018 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 31 luglio 2018.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2018 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2018, 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 2018, 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 IFRIC e 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 intermedi) ed è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell’utile/(perdita) consolidato complessivo rilevato nel periodo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato nonché dalle relative note illustrative.

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

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018 sono gli stessi adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione dei nuovi principi contabili di prima adozione di seguito illustrati.

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 2017.

A integrazione dei principi contabili adottati per la redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, si riportano di seguito i principi, le interpretazioni e le modifiche ai principi esistenti, rilevanti per il Gruppo Enel, di prima adozione al 1° gennaio 2018:

- > “IFRS 9 - Strumenti finanziari”, emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce lo “IAS 39 - Financial Instruments: Recognition and Measurement”.

Ai fini della classificazione e valutazione degli strumenti finanziari, il Gruppo iscrive le attività finanziarie al fair value comprensivo dei costi di transazione.

Le attività finanziarie rappresentate da strumenti di debito rientranti nell’ambito di applicazione del principio (e.g. crediti commerciali, crediti finanziari ecc.), sono classificate sulla base del business model (i.e. il modo in cui il

Gruppo gestisce le attività finanziarie al fine di generare i flussi di cassa) e delle caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa (i.e. SPPI test, solely payment of principal and interest), in una delle seguenti categorie:

- costo ammortizzato, per le attività finanziarie detenute con l'obiettivo di incassare i flussi di cassa contrattuali che superano l'SPPI test in quanto i flussi di cassa rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interesse; tale categoria include i crediti commerciali, altri crediti di natura operativa inclusi nelle altre attività correnti e non correnti e crediti di natura finanziaria inclusi nelle altre attività finanziarie correnti e non correnti;
- fair value con contropartita patrimonio netto (FVOCI), per le attività finanziarie detenute con l'obiettivo di incassare i flussi di cassa sia contrattuali, che rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interesse, sia di vendita. Le variazioni di fair value successive alla rilevazione iniziale sono rilevate con contropartita OCI e riciclano a Conto economico in sede di derecognition. Il Gruppo classifica in tale categoria i titoli quotati che superano l'SPPI test e che sono detenuti con finalità di incasso dei flussi contrattuali e di vendita;
- fair value con contropartita Conto economico (FVTPL), come categoria residuale, per le attività che non sono detenute in uno dei business model di cui sopra. In tale categoria rientrano principalmente gli strumenti finanziari derivati detenuti con finalità di negoziazione e gli strumenti di debito i cui flussi contrattuali non sono rappresentati solo da capitale e interessi.

Le attività finanziarie con derivati impliciti sono valutate interamente al fair value con contropartita Conto economico se non superano l'SPPI test come unico strumento finanziario.

Le attività finanziarie che si qualificano come contingent consideration sono valutate al fair value con contropartita Conto economico.

Sulla base dei sopra richiamati nuovi criteri introdotti dall'IFRS 9 (i.e. SPPI test e business model) sono state verificate le modalità di classificazione degli strumenti finanziari detenuti dal Gruppo previste dallo IAS 39 rispetto a quelle attuali.

Per le partecipazioni in altre imprese non detenute per finalità di trading, classificate come available for sale (AFS) in base allo IAS 39, il Gruppo ha esercitato l'opzione, ammessa dal nuovo principio, di designare irrevocabilmente tali partecipazioni al FVOCI. Pertanto, le successive variazioni di fair value e l'impairment saranno rilevati nell'OCI, senza riclassifica a Conto economico in caso di derecognition delle partecipazioni. Diversamente, i dividendi maturati affluiranno nel Conto economico.

Ne deriva che tali partecipazioni sono state riclassificate tra le attività finanziarie valutate al FVOCI. Analoga riclassifica, in ambito OCI, è stata effettuata da riserva AFS a riserva FVOCI.

In linea con l'IFRS 9, il Gruppo rileva le passività finanziarie non misurate al fair value con contropartita Conto economico al fair value meno i costi di transazione.

Successivamente all'iscrizione iniziale il Gruppo valuta le passività finanziarie al costo ammortizzato o al fair value in presenza di specifiche circostanze. In caso di passività finanziarie per le quali sia stata eletta la fair value option in sede di rilevazione iniziale, la porzione delle variazioni di fair value dovute all'own credit risk è rilevata a OCI.

Le passività finanziarie che si qualificano come contingent consideration sono valutate al fair value con contropartita Conto economico.

A partire dal 1° gennaio 2018, inoltre, il Gruppo applica le Modifiche all'IFRS 9: "Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa", in conformità alle quali i requisiti previsti dall'IFRS 9 per l'adeguamento del costo ammortizzato di una passività finanziaria in caso di modifica (o di una sostituzione) che non determina l'eliminazione contabile della passività finanziaria risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria che non determina l'eliminazione contabile dell'attività. Di conseguenza, in tali circostanze, i nuovi flussi di cassa sono attualizzati al tasso di interesse effettivo originario e la differenza tra il valore contabile *ante* modifica della passività e il nuovo valore è rilevato a Conto economico alla data della modifica.

In conformità all'IFRS 9 il Gruppo ha adottato, a partire dal 1° gennaio 2018, un nuovo modello di impairment per tutte le attività finanziarie non valutate al fair value con contropartita Conto economico e per le altre attività rientranti

nell'ambito di applicazione del principio. Tale nuovo modello è basato sulla determinazione delle perdite attese (expected credit loss - ECL) secondo un approccio forward-looking.

In buona sostanza, il modello prevede:

- a) l'applicazione di un unico framework a tutte le attività finanziarie;
- b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse a ogni fine periodo contabile, al fine di riflettere le variazioni nel rischio di credito dello strumento finanziario;
- c) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali.

In considerazione dello specifico mercato di riferimento e del contesto normativo e regolatorio di settore, nonché delle aspettative di recupero dopo 90 giorni, ai fini della determinazione delle perdite attese, il Gruppo Enel applica principalmente una definizione di default pari a 180 giorni past due, in quanto effettiva indicazione di incremento significativo del rischio di credito. Pertanto, le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni, generalmente, non sono considerate come in default.

Per i crediti commerciali, i contract assets e i lease receivables, ivi inclusi quelli con componente finanziaria significativa, il Gruppo adotta l'approccio semplificato determinando le perdite attese su un orizzonte corrispondente all'intera vita del credito, generalmente pari a 12 mesi.

In particolare, per i crediti commerciali il Gruppo applica principalmente un approccio collettivo basato sulla suddivisione degli stessi in specifici cluster, tenendo conto anche dello specifico contesto normativo e regolatorio di riferimento. Solo qualora i crediti commerciali siano ritenuti dal management individualmente significativi e si disponga di informazioni puntuali circa l'incremento significativo del rischio di credito, il Gruppo applica un approccio analitico.

Per tutte le altre attività finanziarie diverse dai crediti commerciali, contract assets e lease receivables il Gruppo applica l'approccio generale basato sul monitoraggio dell'andamento del rischio di credito a partire dall'originazione. Il calcolo dell'expected credit loss, quindi, considera un orizzonte temporale di 12 mesi nel caso in cui alla data di chiusura contabile non si sia manifestato alcun incremento significativo del rischio di credito; in caso contrario, l'orizzonte temporale di riferimento per il calcolo sarà l'intera vita dell'attività, secondo un approccio lifetime. Con riferimento all'hedge accounting, il Gruppo Enel si è dotato di un nuovo modello conforme al nuovo principio IFRS 9, applicato prospetticamente.

In base al nuovo approccio, una relazione di copertura risulta efficace se e solo se rispetta i seguenti requisiti:

- i. esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- ii. il rischio di credito non è dominante rispetto alle variazioni di valore; e
- iii. il rapporto di copertura (c.d. "hedge ratio") è il medesimo utilizzato per finalità di risk management ovvero la quantità coperta dell'elemento oggetto di copertura e la quantità dello strumento di copertura utilizzata per coprire l'elemento coperto.

Al 1° gennaio 2018, sono stati verificati i nuovi requisiti di efficacia di tutte le relazioni di copertura in essere senza necessità di effettuare interruzioni.

Con particolare riferimento ai costi di hedging, per tutte le relazioni di copertura in essere al 1 gennaio 2018 che utilizzano cross currency swap (CCS) come strumento di copertura, il Gruppo ha optato per l'applicazione retrospettiva delle previsioni relative alla separazione dei currency basis spread dalla relazione di copertura, sospendendo a OCI le relative variazioni di fair value.

In conformità all'IFRS 9, infine, il Gruppo procede a effettuare il basis adjustment, riclassificando il risultato efficace della copertura a rettifica del valore di prima iscrizione dell'oggetto coperto, in caso di coperture di cash flow hedge di elementi non finanziari, principalmente rappresentati da investimenti in valuta estera effettuati dalle società del Gruppo operanti nel settore delle energie rinnovabili.

Si rinvia alla successiva nota 3 per una più ampia descrizione degli impatti dell'IFRS 9.

> “IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti”, emesso a maggio 2014, inclusivo delle “Modifiche all’IFRS 15: data di entrata in vigore dell’IFRS 15”, emesse a settembre 2015. Il nuovo standard sostituisce “IAS 11 - Lavori su ordinazione”, “IAS 18 - Ricavi”, “IFRIC 13 - Programmi di fidelizzazione della clientela”, “IFRIC 15 - Accordi per la costruzione di immobili”, “IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela”, “SIC 31 - Ricavi - Servizi di baratto comprendenti servizi pubblicitari” e si applica a tutti i contratti con i clienti, a eccezione di alcune esclusioni (per esempio, contratti di leasing e di assicurazione, strumenti finanziari ecc.). In base a quanto previsto dal nuovo principio, il Gruppo Enel applica le nuove previsioni di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo che si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Ai fini della rilevazione dei ricavi, il Gruppo Enel applica un modello costituito da 5 fasi fondamentali (steps): identificare il contratto con il cliente (step 1); identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate (step 2); determinare il prezzo della transazione, ossia l'ammontare del corrispettivo che si attende di ottenere (step 3); allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio separabile (step 4); rilevare i ricavi quando (o se) ciascuna obbligazione contrattuale è soddisfatta mediante il trasferimento al cliente del bene o del servizio, ossia quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio (step 5).

Nell'applicazione del predetto modello il Gruppo Enel ha considerato gli specifici fatti e circostanze principalmente derivanti dalle regolamentazioni in essere nelle diverse giurisdizioni dove operano le società del Gruppo.

Le fattispecie più significative ai fini del Bilancio consolidato semestrale abbreviato che sono interessate dalle nuove disposizioni dell’IFRS 15 si riferiscono principalmente a:

- ricavi da contratti di connessione alla rete elettrica: in particolare, la modalità di riconoscimento degli stessi è strettamente correlata alla natura degli obblighi regolamentari in essere nelle diverse giurisdizioni dove operano le società del Gruppo Enel. Pertanto, con riferimento a taluni servizi di connessione alla rete elettrica, precedentemente rilevati a Conto economico al momento dell'allaccio (i.e. in un determinato momento), per effetto dell’IFRS 15 sono differiti sulla base della natura dell’obbligazione risultante dal contratto con i clienti. A tal riguardo, in conformità al nuovo principio, il Gruppo Enel rileva le obbligazioni di trasferire al cliente predetti servizi di connessione per i quali ha ricevuto un corrispettivo come *passività derivanti da contratti con i clienti*. Applicando l’IFRS 15, il Gruppo Enel ha infatti concluso che, in tali casi, i servizi inclusi nel contratto di connessione (i.e. servizio di connessione e accesso continuativo alla rete elettrica) rappresentano un’unica obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo non essendo distinti all’interno del contesto del contratto;
- costi per l’ottenimento del contratto: l’IFRS 15 prevede uno specifico trattamento contabile per i costi che la società sostiene per ottenere i contratti. Tali costi devono essere capitalizzati se la società prevede di recuperarli e ammortizzati sistematicamente e in modo corrispondente al trasferimento al cliente dei beni o servizi ai quali l’attività si riferisce.

A tal riguardo, la capitalizzazione dei costi per l’acquisizione dei contratti con i clienti si riferisce principalmente alla fattispecie delle commissioni di vendita riconosciute agli agenti;

- attività derivanti da contratti con i clienti: sono rilevate come *attività derivanti da contratti con i clienti* principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (i.e. ammontari dovuti dai committenti per commesse ancora aperte a fine periodo contabile), configurandosi in base all’IFRS 15 come un diritto al corrispettivo subordinato all’adempimento della prestazione contrattuale.

Inoltre, sulla base delle previsioni dell’IFRS 15, con riferimento alla vendita di energia e gas ai clienti, il Gruppo Enel continua a rilevare i ricavi in maniera coerente con il trasferimento del controllo dell’energia e del gas ai clienti; coerentemente, i ricavi per il relativo trasporto sono misurati in ragione del servizio prestato.

In termini di rappresentazione, l’applicazione dell’IFRS 15 comporta, inoltre, limitate fattispecie di riclassificazione nell’ambito del Conto economico.

Si precisa inoltre che, in sede di prima applicazione delle nuove disposizioni, il Gruppo Enel ha scelto di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. In particolare, il Gruppo Enel ha scelto di applicare l'IFRS 15 retrospettivamente a tutti i contratti – compresi i contratti completati – alla data di prima applicazione (i.e., 1° gennaio 2018) come se avesse sempre adottato il nuovo principio.

Si rinvia alla successiva nota 3 per una più ampia descrizione degli impatti dell'IFRS 15.

- > “Chiarimenti dell'IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti”, emesso ad aprile 2016, introduce alcune modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell'ambito del Joint Transition Resource Group costituito tra IASB e FASB. L'obiettivo di tali modifiche è quello di chiarire alcune previsioni dell'IFRS 15 senza alterare i principi cardine dello standard.
- > “Modifiche all'IFRS 4: Applicazione congiunta dell'IFRS 9 Strumenti finanziari e dell'IFRS 4 Contratti assicurativi”, emesso a settembre 2016. Le modifiche:

- permettono alle società la cui attività prevalente è connessa all'assicurazione di posticipare l'applicazione dell'IFRS 9 sino al 2021 (“temporary exemption”); e
- attribuiscono alle società assicuratrici, sino alla futura emissione del nuovo principio contabile sui contratti di assicurazione, l'opzione di rilevare nelle altre componenti di Conto economico (OCI), piuttosto che a Conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall'applicazione dell'IFRS 9 (“overlay approach”).

Il Gruppo Enel ha deciso di non esercitare l'opzione di esenzione temporanea per l'applicazione dell'IFRS 9 al settore assicurativo.

- > “Modifiche allo IAS 40: Cambiamenti di destinazione di investimenti immobiliari”, emesso a dicembre 2016; le modifiche chiariscono che i trasferimenti a, o da investimenti immobiliari, devono essere giustificati da un cambio d'uso supportato da evidenze; il semplice cambio di intenzione non è sufficiente a supportare tale trasferimento. Le modifiche hanno ampliato gli esempi di cambiamento d'uso per includere le attività in costruzione e sviluppo e non solo il trasferimento di immobili completati.
- > “Modifiche all'IFRS 2: Pagamenti basati su azioni”, emesso a giugno 2016. Le modifiche:
 - chiariscono che il fair value di una transazione con pagamento basato su azioni regolate per cassa alla data di valutazione (i.e. alla data di assegnazione, alla chiusura di ogni periodo contabile e alla data di regolazione) deve essere calcolato tenendo in considerazione le condizioni di mercato (ad es.: un target del prezzo delle azioni) e le condizioni diverse da quelle di maturazione, ignorando le condizioni di permanenza in servizio e le condizioni di conseguimento dei risultati diverse da quelle di mercato;
 - chiariscono che i pagamenti basati su azioni con la caratteristica di liquidazione al netto della ritenuta d'acconto devono essere classificati interamente come operazioni regolate con azioni (a patto che sarebbero state così classificate anche senza la caratteristica del pagamento al netto della ritenuta d'acconto);
 - forniscono alcune previsioni sul trattamento contabile delle modifiche ai termini e alle condizioni che determinano il cambiamento di classificazione da pagamenti basati su azioni regolati per cassa a pagamenti basati su azioni regolati mediante l'emissione di azioni.
- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016”, emesso a dicembre 2016; in particolare sono stati modificati i seguenti principi:
 - “IFRS 1 - Prima adozione degli International Financial Reporting Standards”; le modifiche hanno eliminato le “esenzioni a breve termine” inerenti alle disposizioni transitorie all'IFRS 7, IAS 19 e IFRS 10.
 - “IAS 28 - Partecipazioni in società collegate e joint venture”; le modifiche chiariscono che la possibilità concessa a una società d'investimento (o un fondo comune, fondo d'investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi) di valutare le proprie partecipazioni in società collegate o joint venture al fair value rilevato a Conto economico è disponibile, alla data di rilevazione iniziale, su base individuale, per ciascuna partecipazione. Simili chiarimenti sono stati effettuati per le società che non sono entità di investimento e che, quando applicano il

metodo del patrimonio netto, scelgono di mantenere la valutazione al fair value rilevato a Conto economico effettuata dalle entità di investimento che rappresentano proprie partecipazioni in società collegate o joint venture.

- > “IFRIC 22 - Operazioni in valuta estera e anticipi”, emesso a dicembre 2016; l’interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un’attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell’operazione è quella nella quale la società rileva l’eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). Se ci sono più pagamenti o incassi anticipati, la società deve determinare la data dell’operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

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 2018.

2. Principali variazioni area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 giugno 2018, rispetto a quella del 31 dicembre 2017, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2017

- > Acquisizione, in data 10 gennaio 2017, del 100% di **Demand Energy Networks**, società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti;
- > Acquisizione, in data 10 febbraio 2017, del 100% di **Más Energía**, società messicana operante nel settore delle energie rinnovabili;
- > acquisizione, in data 14 febbraio 2017 e 4 maggio 2017 rispettivamente, del 94,84% e del 5,04% del capitale sociale (per un totale quindi del 99,88%) di Enel Distribuição Goiás, società di distribuzione di energia che opera nello stato brasiliano di Goiás;
- > acquisizione, in data 16 maggio 2017, del 100% di **Tynemouth Energy Storage**, società britannica attiva nel settore dell'accumulo di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 4 giugno 2017, del 100% di **Amec Foster Wheeler Power (oggi Enel Green Power Sannio)**, società proprietaria di due impianti eolici in provincia di Avellino.

2018

- > Vendita, in data 12 marzo 2018, dell'86,4% del capitale sociale di Erdwärme Oberland GmbH, società di sviluppo di impianti geotermici con sede in Germania. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a 0,9 milioni di euro, con una plusvalenza realizzata di 1 milione di euro;
- > Acquisizione, perfezionata in data 2 aprile 2018, del 33,6% delle azioni di minoranza di Enel Generación Chile, consentendo così a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale. Inoltre, in tale data è diventata efficace la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile;
- > in data 3 aprile 2018 si è formalizzata attraverso Enel Green Power España l'acquisizione del 100% del capitale sociale delle società Parques Eólicos Gestinver SLU e Parques Eólicos Gestinver Gestión SLU per un importo di 57 milioni di euro, di cui 15 milioni per l'accollo del debito esistente;
- > acquisizione, perfezionata il 7 giugno 2018, da parte di Enel Sudeste del 73,38% della società brasiliana di distribuzione elettrica Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA a seguito della prima adesione da parte degli azionisti. L'acquisizione è avvenuta tramite OPA sul 100% delle azioni con scadenza il 4 luglio 2018. Al 30 giugno 2018 la società è stata consolidata secondo una percentuale di partecipazione detenuta dal Gruppo del 100% in virtù delle considerazioni più dettagliatamente illustrate nei successivi paragrafi della presente nota.

Altre variazioni

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnala l'operazione di riassetto societario in Cile (operazione "Elqui") che, pur non caratterizzandosi come operazione che ha determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, ha comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo in alcune controllate: L'operazione ha in particolare comportato l'acquisizione di interessenze di terzi di Enel Generación Chile raggiungendo una partecipazione diretta al 93,55% attraverso Enel Chile (mentre in precedenza era partecipata al 59,98%), la riduzione della percentuale di interessenza in Enel Green Power Chile che è passata dal 100% al 61,93% a livello Gruppo, a seguito della fusione di Enel Green Power Latin America in Enel Chile e incremento della partecipazione complessiva in Enel Chile dal 60,62% al 61,93%. Nei paragrafi successivi si commenta l'operazione con maggiori dettagli.

Acquisizione Eletropaulo

In data 4 giugno 2018 Enel ha acquisito, attraverso la società Enel Sudeste, il controllo della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA ("Eletropaulo"). L'acquisizione del controllo è avvenuta a seguito dell'OPA lanciata in data 17 aprile per un corrispettivo di 45,22 real brasiliani per azione e che ha visto, il 4 giugno 2018, una prima adesione da parte degli azionisti della società rappresentanti una quota azionaria di controllo del 73,38%.

Secondo quanto previsto dalla normativa della Borsa brasiliana, gli azionisti di Eletropaulo hanno avuto la possibilità di aderire all'OPA anche nei 30 giorni successivi (fino al 4 luglio 2018). In tale periodo di tempo Enel Sudeste ha acquisito ulteriori 33.359.292 azioni di Eletropaulo, pari al 19,9% del capitale sociale. La partecipazione complessiva posseduta da Enel Sudeste è aumentata quindi al 93,31% del capitale di Eletropaulo, e più precisamente del 95,03% tenendo presente che Eletropaulo possiede n. 3.058.154 di azioni proprie.

Nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2018 Eletropaulo è stata consolidata secondo una percentuale di partecipazione del 100% tenendo conto, oltre che delle azioni acquisite a tale data, anche dell'impegno assunto in fase di lancio dell'OPA sulla totalità delle azioni, non essendo noto alla data del 30 giugno 2018 l'esito finale della stessa. Conseguentemente è emersa un'eccedenza del costo di acquisizione rispetto al patrimonio netto acquisito pari a 1.270 milioni di euro, che è stato provvisoriamente attribuito ad "Avviamento" in attesa che si completi il processo di Purchase Price Allocation (PPA). Di seguito riportiamo i dettagli:

Determinazione avviamento

Millioni di euro	Valori rilevati al 7 giugno 2018
Immobili, impianti e macchinari	24
Attività immateriali	1.061
Attività per imposte anticipate	615
Altre attività non correnti	839
Crediti commerciali	778
Rimanenze	66
Altre attività correnti	228
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	226
Finanziamenti	(1.018)
Benefici ai dipendenti	(803)
Passività per imposte differite	(165)
Altre passività non correnti	(123)
Fondi rischi e oneri	(457)
Debiti commerciali	(375)
Altre passività correnti	(544)
Attività nette acquisite	352
Costo dell'acquisizione	1.622
<i>(di cui versati per cassa)</i>	1.257
Avviamento/(Badwill)	1.270

Alla data del 30 giugno 2018 l'ammontare complessivo delle azioni effettivamente pagate ammonta a 1.257 milioni di euro, rispetto a un costo totale dell'acquisizione di 1.622 milioni di euro a valere sul 100% delle azioni (n. 164.285.733) al netto delle azioni proprie sopra citate.

Si segnala che in virtù delle caratteristiche del regime di concessione in cui la società opera, l'attività di distribuzione elettrica esercitata dalla società rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

La contribuzione di Eletropaulo ai risultati del primo semestre 2018, per il solo mese di giugno 2018, è di 308 milioni di euro di ricavi e di 1 milione di euro di risultato operativo.

Acquisizione Parques Eólicos Gestinver

In data 3 aprile 2018, Enel Green Power España ("EGPE") ha perfezionato l'acquisto del 100% di Parques Eólicos Gestinver SL, società che possiede cinque impianti eolici per una capacità totale di circa 132 MW.

L'acquisizione ha comportato un cash out di 57 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite nette:

Millioni di euro	Valori rilevati al 3 aprile 2018
Immobili, impianti e macchinari	139
Attività immateriali	34
Attività per imposte anticipate	8
Crediti commerciali	5
Altre attività correnti	2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11
Finanziamenti	(116)
Passività per imposte differite	(9)
Altre passività non correnti	(11)
Fondi rischi e oneri	(2)
Debiti commerciali	(1)
Altre passività correnti	(3)
Attività nette acquisite	57

La contribuzione di Parques Eólicos Gestinver ai risultati del primo semestre 2018 è di 5 milioni di euro nei ricavi e di 2 milioni di euro sul risultato operativo.

Altre acquisizioni minori

Nel corso del primo semestre 2018 EGP Messico ha acquisito il controllo di EPM Eólica Dolores per lo sviluppo di un nuovo impianto eolico. Il costo di acquisto del progetto è stato di 5 milioni di euro, di cui 4 milioni di euro versati per cassa.

Determinazione avviamento

Millioni di euro	EPM Eólica Dolores
Attività nette acquisite	-
Costo dell'acquisizione	5
<i>(di cui versati per cassa)</i>	4
Avviamento	5

Si precisa che per le altre acquisizioni minori il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i 12 mesi successivi alla data di acquisizione.

Riassetto societario in Cile - Operazione "Elqui"

In relazione al piano strategico di semplificazione del Gruppo, nel corso del primo semestre 2018 è stato avviato il processo di riorganizzazione delle partecipazioni rivolto a ridurre il numero delle società operative in Sud America,

A tale scopo il 26 marzo Enel ha concluso con successo l'OPA lanciata da Enel Chile sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza di quest'ultima con la quale Enel Chile ha acquisito circa il 33,6% del capitale di Enel Generación Chile incrementando così la propria partecipazione nella stessa Enel Generación Chile al 93,55% del capitale.

L'operazione è stata perfezionata il 2 aprile attraverso il versamento del corrispettivo pagato per il 60% attraverso disponibilità liquide e per il 40% attraverso azioni di Enel Chile.

Inoltre, il 2 aprile 2018, è diventata efficace la fusione per incorporazione della società per le rinnovabili Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile e l'aumento di capitale di quest'ultima a servizio della stessa fusione; nella medesima data ai soci di Enel Chile che hanno esercitato in relazione a tale fusione il diritto di recesso è stato liquidato il valore delle loro azioni.

A livello di Gruppo Enel l'effetto combinato delle due operazioni ha comportato un incremento dell'1,31% della partecipazione del Gruppo in Enel Chile che è passata, quindi, da 60,62% a 61,93%.

Gli effetti contabili dell'operazione, configurandosi come operazione su non-controlling interest e non rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRS 3, ha comportato una riduzione delle interessenze di terzi e un impatto negativo sulla riserva di non-controlling interest per un ammontare di 506 milioni di euro a fronte di un esborso complessivo di 1.406 milioni di euro.

3. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi contabili

Con decorrenza 1° gennaio 2018, sono stati applicati per la prima volta i nuovi principi rivisti e modificati dallo IASB: IFRS 9 e IFRS 15. La prima applicazione, retrospettiva, ha comportato la rideterminazione di taluni saldi patrimoniali al 1° gennaio 2018, avendo Enel usufruito della semplificazione concessa dagli stessi principi in sede di prima applicazione.

Di seguito si commentano le principali novità apportate dai nuovi principi e per maggiori dettagli sul loro contenuto si rimanda alla precedente nota 1:

- > "IFRS 9 - Strumenti finanziari", emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l'attuale "IAS 39 - Financial Instruments: Recognition and Measurement" e supera tutte le precedenti versioni. La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'*Impairment* e all'*Hedge Accounting*.

Nel corso dell'esercizio 2017 è stata completato il progetto di transizione con riferimento ai tre ambiti di applicazione del nuovo Principio. In particolare, relativamente a ciascuno *stream* progettuale, si evidenzia quanto segue:

- "*Classification and Measurement*": sono state verificate le modalità di classificazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39 rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (i.e SPPI test e business model). Peraltro, in considerazione del fatto che, nel corso del primo trimestre 2018, sono state omologate le modifiche all'"IFRS 9 - Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa", emesse dallo IASB a ottobre 2017 e applicabili a partire dal 1° gennaio 2019, con opzione di applicazione al 1° gennaio 2018, il Gruppo ha scelto di applicare anticipatamente e retrospettivamente le stesse. Nel corso del trimestre, sono state dunque analizzate le fattispecie impattate dalle modifiche che:
 - a) introducono un'eccezione per particolari attività finanziarie che altrimenti avrebbero flussi di cassa contrattuali che rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interessi ma non soddisfano tale condizione solo per la previsione di un pagamento anticipato, consentendone la valutazione al fair value in determinate circostanze prescritte dal principio;
 - b) chiariscono che i requisiti previsti dall'IFRS 9 per l'adeguamento del costo ammortizzato di una passività finanziaria in caso di modifica (o di una sostituzione) che non determina l'eliminazione contabile risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria. Di conseguenza, i nuovi flussi di cassa devono essere attualizzati al tasso di interesse effettivo originario e la differenza tra il valore attuale *ante* modifica della passività e il nuovo valore deve essere rilevata a Conto economico alla data della modifica. Relativamente a tale aspetto, Enel, con riferimento agli Exchange negoziati nel 2015 e nel 2016, applicò il trattamento contabile previsto dalle best practice internazionali, in conformità allo IAS 39, e non rilevò a Conto economico gli eventuali proventi e oneri alla data delle modifiche contrattuali, ammortizzando gli stessi lungo la vita residua della passività finanziaria modificata al tasso di interesse effettivo ricalcolato alla data di exchange. In virtù dell'applicazione anticipata di tali modifiche, si è dunque provveduto a contabilizzare con la nuova metodologia gli Exchange con decorrenza 1° gennaio 2018, rideterminando i saldi di apertura che hanno comportato una rettifica positiva del patrimonio netto del Gruppo e contestuale minor debito finanziario per 129 milioni di euro.
- "*Impairment*": è stata effettuata l'analisi delle attività finanziarie in portafoglio oggetto di *impairment* con particolare riferimento ai crediti commerciali rappresentativi della maggior parte dell'esposizione creditizia del Gruppo. In particolare, in applicazione dell'approccio semplificato previsto dal principio, tali crediti sono stati suddivisi in specifici *cluster*, tenendo conto anche del contesto normativo e regolamentare di riferimento ed è stato applicato il modello di *impairment* basato sulle perdite attese sviluppato dal Gruppo per la valutazione collettiva. Per i crediti commerciali ritenuti dal management individualmente significativi e per cui si dispongono informazioni più puntuali sull'incremento significativo del rischio di credito, all'interno del modello semplificato, è stato applicato un approccio analitico. L'applicazione del nuovo modello di *impairment* ha generato un impatto negativo sul patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018 pari a 169 milioni di euro.

- *“Hedge Accounting”*: sono state svolte le specifiche attività volte a implementare il nuovo modello di hedge accounting sia in termini di test di efficacia e ribilanciamento delle relazioni di copertura, sia di analisi delle nuove strategie applicabili in base all’IFRS 9. In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39, riguardano la possibilità di differire il time value di un’opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spreads (i.e. “costi di hedging”) nell’OCI fino al momento in cui l’elemento coperto impatta il Conto economico. In pratica la riserva OCI che accoglieva il fair value degli strumenti di copertura (fair value “full”) è stata ripartita in due riserve OCI che accolgono rispettivamente il fair value “Basis-free” e il “Basis spread element”. In tabella si riepilogano gli effetti di tale ripartizione:

Milioni di euro	
IFRS 9	01.01.2018
Derivati - Fair value “full”	(1.740)
Derivati - Fair value “Basis-free”	(1.392)
Derivati – “Basis spread element”	(348)

- > *“IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti”*, emesso a maggio 2014, inclusivo delle *“Modifiche all’IFRS 15: data di entrata in vigore dell’IFRS 15”*, emesse a settembre 2015.

Il principio è stato applicato retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 con possibilità di rilevare l’effetto cumulato a patrimonio netto al 1° gennaio 2018.

In particolare, le fattispecie più significative a livello di bilancio consolidato di Gruppo che sono interessate dalle nuove disposizioni dell’IFRS 15 si riferiscono a principalmente a: (i) i ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica precedentemente rilevati a Conto economico al momento dell’allaccio e, per effetto dell’IFRS 15, differiti sulla base della natura dell’obbligazione risultante dal contratto con i clienti; (ii) capitalizzazione dei costi per l’acquisizione dei contratti con i clienti, limitatamente alle commissioni di vendita riconosciute agli agenti di natura incrementale. Gli effetti contabili sul patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018 derivanti dal differimento delle connection fees e dalla capitalizzazione dei contract costs sono stati rispettivamente negativi per 3.960 milioni di euro e positivi per 291 milioni di euro.

Nella tabella seguente sono evidenziate le variazioni allo schema di Stato patrimoniale consolidato al 1° gennaio 2018 connesse all’applicazione dei due nuovi principi IFRS 9 e IFRS 15, oltre ad altri impatti minori rispetto a quelli commentati sopra riferiti all’IFRS 15:

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

ATTIVITÀ	al 31.12.2017	Effetto IFRS 9	Effetto IFRS 15	al 01.01.2018
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	74.937	-	-	74.937
Investimenti immobiliari	77	-	-	77
Attività immateriali	16.724	-	434	17.158
Avviamento	13.746	-	-	13.746
Attività per imposte anticipate	6.354	46	1.062	7.462
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.598	-	-	1.598
Derivati	702	-	-	702
Altre attività finanziarie non correnti	4.002	(11)	-	3.991
Altre attività non correnti	1.064	-	11	1.075
<i>[Totale]</i>	119.204	35	1.507	120.746
Attività correnti				
Rimanenze	2.722	-	-	2.722
Crediti commerciali	14.529	(189)	-	14.340
Crediti per imposte sul reddito	577	-	-	577
Derivati	2.309	-	-	2.309
Altre attività finanziarie correnti	4.614	(10)	-	4.604
Altre attività correnti	2.695	(20)	13	2.688
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.021	-	-	7.021
<i>[Totale]</i>	34.467	(219)	13	34.261
Attività classificate come possedute per la vendita	1.970	-	-	1.970
TOTALE ATTIVITÀ	155.641	(184)	1.520	156.977

Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale	10.167	-	-	10.167	
Altre riserve	3.348	(40)	(3.650)	(342)	
Utili e perdite accumulati	21.280	-	-	21.280	
	<i>[Totale]</i>	34.795	(40)	(3.650)	31.105
Interessenze di terzi	17.366	(15)	(556)	16.795	
Totale patrimonio netto	52.161	(55)	(4.206)	47.900	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	42.439	(129)	-	42.310	
Benefici ai dipendenti	2.407	-	-	2.407	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	4.821	-	-	4.821	
Passività per imposte differite	8.348	-	(473)	7.875	
Derivati	2.998	-	-	2.998	
Altre passività non correnti	2.003	-	6.196	8.199	
	<i>[Totale]</i>	63.016	(129)	5.723	68.610
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	1.894	-	-	1.894	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.000	-	-	7.000	
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.210	-	-	1.210	
Debiti commerciali	12.671	-	-	12.671	
Debiti per imposte sul reddito	284	-	-	284	
Derivati	2.260	-	-	2.260	
Altre passività finanziarie correnti	954	-	-	954	
Altre passività correnti	12.462	-	3	12.465	
	<i>[Totale]</i>	38.735	-	3	38.738
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	1.729	-	-	1.729	
Totale passività	103.480	(129)	5.726	109.077	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	155.641	(184)	1.520	156.977	

4. Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto. Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato il semestre in analisi, si rimanda all'apposita sezione della presente Relazione finanziaria semestrale.

Dati economici per area di attività

Primo semestre 2018 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	18.019	9.668	6.589	1.129	556	48	18	36.027
Ricavi e altri proventi intersettoriali	356	26	4	4	-	-	(390)	-
Totale ricavi e altri proventi	18.375	9.694	6.593	1.133	556	48	(372)	36.027
Totale costi	14.764	7.965	4.586	879	271	21	(189)	28.297
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	90	25	7	-	5	-	-	127
Ammortamenti	923	813	574	97	126	20	12	2.565
Impairment	298	146	68	18	-	5	-	535
Ripristini di valore	(1)	(105)	-	(12)	-	-	-	(118)
Risultato operativo	2.481	900	1.372	151	164	2	(195)	4.875
Investimenti	986	528	836	138	583 ⁽²⁾	7	36	3.114

(1) I ricavi e altri proventi 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 281 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"

Primo semestre 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	18.317	9.939	6.497	1.139	362	46	15	36.315
Ricavi e altri proventi intersettoriali	355	21	16	18	3	-	(413)	-
Totale ricavi e altri proventi	18.672	9.960	6.513	1.157	365	46	(398)	36.315
Totale costi	15.344	8.316	4.457	880	147	18	(247)	28.915
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	339	(48)	2	-	-	-	(15)	278
Ammortamenti	869	764	579	99	95	20	7	2.433
Impairment	250	170	92	21	-	-	-	533
Ripristini di valore	(1)	(127)	-	(15)	-	1	-	(142)
Risultato operativo	2.549	789	1.387	172	123	7	(173)	4.854
Investimenti	740	350	1.381	153	813	21	7	3.465

(1) I ricavi e altri proventi 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.

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 giugno 2018

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.976	23.722	16.803	3.054	6.698	682	59	76.994
Attività immateriali	1.683	15.770	13.808	738	856	109	57	33.021
Crediti commerciali	8.181	2.201	3.428	293	148	28	(842)	13.437
Altro	3.407	1.752	1.325	179	454	14	(50)	7.081
Attività operative	39.247 ⁽¹⁾	43.445	35.364	4.264	8.156 ⁽²⁾	833	(776)	130.533
Debiti commerciali	5.721	2.059	2.754	294	447	54	(778)	10.551
Fondi diversi	2.751	3.526	2.577	98	39	17	539	9.547
Altro	10.278	5.119	2.958	611	390	87	629	20.072
Passività operative	18.750 ⁽³⁾	10.704	8.289	1.003	876 ⁽⁴⁾	158	390	40.170

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

(2) Di cui 2.002 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(4) Di cui 97 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2017

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.935	23.783	17.064	3.052	5.800	749	54	76.437
Attività immateriali	1.358	15.662	11.857	731	838	115	34	30.595
Crediti commerciali	10.073	2.340	2.432	337	193	29	(856)	14.548
Altro	3.033	1.697	954	194	377	10	(308)	5.957
Attività operative	40.399 ⁽¹⁾	43.482	32.307	4.314 ⁽²⁾	7.208 ⁽³⁾	903	(1.076)	127.537
Debiti commerciali	6.847	2.738	2.790	426	782	60	(837)	12.806
Fondi diversi	2.843	3.592	1.325	101	29	20	527	8.437
Altro	7.170	3.225	2.451	297	254	74	(244)	13.227
Passività operative	16.860	9.555	6.566	824 ⁽⁴⁾	1.065 ⁽⁵⁾	154	(554)	34.470

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

(2) Di cui 141 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 1.675 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 74 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

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

Milioni di euro		
	al 30.06.2018	al 31.12.2017
Totale attività	163.624	155.641
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.631	1.598
Altre attività finanziarie non correnti	4.976	4.002
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	270	260
Attività finanziarie correnti	4.882	4.614
Derivati	5.746	3.011
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.393	7.021
Attività per imposte anticipate	8.030	6.354
Crediti tributari	1.012	1.094
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	151	150
Attività di settore	130.533	127.537
Totale passività	116.781	103.480
Finanziamenti a lungo termine	46.166	42.439
Finanziamenti a breve termine	4.826	1.894
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.519	7.000
Passività finanziarie correnti	737	954
Derivati	7.612	5.258
Passività di imposte differite	7.999	8.348
Debiti per imposte sul reddito	683	284
Debiti tributari diversi	2.225	1.323
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	1.844	1.510
Passività di settore	40.170	34.470

Ricavi e altri proventi

5. Ricavi e altri proventi - Euro 36.027 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Vendita energia elettrica	20.361	21.438	(1.077)	-5,0%
Trasporto energia elettrica	5.010	4.883	127	2,6%
Corrispettivi da gestori di rete	498	332	166	50,0%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	817	903	(86)	-9,5%
Vendita gas	2.400	2.280	120	5,3%
Trasporto gas	356	321	35	10,9%
Vendita di combustibili	4.137	3.847	290	7,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	345	366	(21)	-5,7%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	268	312	(44)	-
Altri ricavi derivanti da contratti con i clienti	940	634	306	48,3%
Totale ricavi derivanti da contratti con i clienti	35.132	35.316	(184)	-0,5%
Altri ricavi e proventi	895	999	(104)	-10,4%
TOTALE RICAVI E ALTRI PROVENTI	36.027	36.315	(288)	-0,8%

I ricavi da “Vendita di energia elettrica” si attestano nel primo semestre 2018 a 20.361 milioni di euro (21.438 milioni di euro nel primo semestre 2017) e includono i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 15.467 milioni di euro (15.404 milioni di euro nel primo semestre 2017), i ricavi per vendita di energia all’ingrosso (non inclusivi dei corrispettivi da gestori di rete) per 3.880 milioni di euro (4.350 milioni di euro nel primo semestre 2017), nonché i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 1.013 milioni di euro (1.683 milioni di euro nel primo semestre 2017). Tale variazione è dovuta a:

- > minori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 670 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei minori volumi intermediati in Italia;
- > minori ricavi da vendita di energia all’ingrosso per 470 milioni di euro dovuti prevalentemente alla riduzione delle vendite mediante contratti bilaterali in Italia sostanzialmente per riduzione dei volumi intermediati e in Russia essenzialmente per effetto della riduzione dei prezzi di vendita e dell’andamento del cambio;
- > maggiori ricavi da vendita di energia a clienti finali per 63 milioni di euro relativi prevalentemente a:
 - maggiori ricavi nel mercato libero locale, per 200 milioni di euro, riferiti prevalentemente all’Italia e alla Romania per l’incremento dei clienti a seguito del passaggio dal mercato vincolato al mercato libero, parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi nelle società spagnole per il decremento delle quantità vendute;
 - minori ricavi nel mercato vincolato, per 138 milioni di euro, soprattutto in Spagna prevalentemente per la vendita di energia elettrica nel mercato della “Tarifa de Último Recurso” per 134 milioni di euro.

I ricavi da “Trasporto di energia elettrica” sono pari nel primo semestre 2018 a 5.010 milioni di euro (4.883 milioni di euro nel primo semestre 2017) e si riferiscono essenzialmente al trasporto di energia destinata a clienti finali per 2.588 milioni di euro (2.614 milioni di euro nell’analogo periodo del 2017) e al trasporto di energia per altri operatori per 2.418 milioni di euro (2.262 milioni di euro nel primo semestre 2017). Tale incremento è particolarmente concentrato in Spagna in Italia e in Sud America. In Spagna l’aumento dei ricavi da trasporto, per 82 milioni di euro, è connesso sostanzialmente all’utilizzo dei nuovi criteri di stima delle tariffe di trasporto previste dal decreto ministeriale proposto dal Ministero del Turismo e del Commercio. In Italia l’aumento di tali ricavi, per 25 milioni di euro, può essere ricondotto principalmente alle maggiori quantità distribuite sul mercato libero ai clienti finali.

I “Corrispettivi da gestore di rete” sono pari a 498 milioni di euro, in aumento di 166 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell’esercizio precedente a seguito dei maggiori corrispettivi per la remunerazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema.

I ricavi per “Contributi da operatori istituzionali di mercato” sono pari nel primo semestre 2018 a 817 milioni di euro, in riduzione di 86 milioni di euro rispetto all’analogo periodo del 2017. Tale decremento si riferisce alle società spagnole, per 57 milioni di euro, ed è dovuto alla riduzione delle compensazioni del Sistema Elettrico Non Peninsulare - SENP derivante dall’incremento dei ricavi di vendita di tale area; nonché alle società italiane, per 29 milioni di euro, principalmente per la riduzione dei contributi feed-in premium ricevuti per energia prodotta da fonte rinnovabile riconosciuti dal Gestore dei Servizi Energetici.

I ricavi da “Vendita di gas” ammontano a 2.400 milioni di euro e includono le vendite ai clienti finali nel mercato regolato per 1.053 milioni di euro (977 milioni di euro nel primo semestre 2017) e nel mercato libero per 1.347 milioni di euro (1.303 milioni di euro nel primo semestre 2017). L’incremento di 120 milioni di euro è da attribuire all’aumento dei ricavi nella penisola iberica (per 71 milioni di euro) e in Italia (per 51 milioni di euro) sostanzialmente per i maggiori volumi intermediati,

I ricavi da “Vendita di combustibili”, pari a 4.137 milioni di euro, includono nel primo semestre 2018 vendite di gas naturale per 4.105 milioni di euro (3.818 milioni di euro nel primo semestre 2017) e vendite di altri combustibili per 32 milioni di euro (29 milioni di euro nel primo semestre 2017). L’incremento di 290 milioni di euro deriva prevalentemente dalle vendite di gas (per 287 milioni di euro) e si riferisce sostanzialmente ai maggiori volumi intermediati da Enel Global Trading.

I “Ricavi per lavori e servizi su ordinazione” ammontano a 268 milioni di euro nel primo semestre 2018, registrano un decremento di 44 milioni di euro dovuto essenzialmente al gruppo Enel Américas.

Gli “Altri ricavi derivanti da contratti con i clienti”, pari a 940 milioni di euro nel primo semestre 2018, registrano un incremento pari a 306 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente. Tale incremento si riferisce prevalentemente:

- > all’aumento dei ricavi da vendita di certificati ambientali, per 187 milioni di euro, che si riferisce prevalentemente alle maggiori vendite di certificati CO₂ per 151 milioni di euro soprattutto da parte di Enel Global Trading;
- > all’incremento di ricavi in Enel X, per 114 milioni di euro, derivanti dall’attività del Demand Response.

Gli “Altri ricavi e proventi” nel primo semestre 2018 sono pari a 895 milioni di euro e registrano un decremento di 104 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente. Tale variazione si riferisce sostanzialmente ai seguenti fenomeni:

- > decremento di certificati ambientali, per 95 milioni di euro, dovuto alla riduzione dei contributi per certificati di efficienza energetica per 79 milioni di euro e dei contributi per certificati verdi per 16 milioni di euro;
- > minori ricavi per 16 milioni di euro dovuti a sopravvenienze rilevate nel primo semestre 2017, in e-distribuzione, per il rilascio degli accantonamenti per la componente tariffaria relativa vincolo V1;
- > maggiori ricavi per l’iscrizione del provento di 128 milioni di euro, relativo all’accordo raggiunto da e-distribuzione con F2i e 2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell’indennizzo connesso alla vendita della partecipazione in Enel Rete Gas; tale effetto è stato più che compensato dalla plusvalenza rilevata nel primo semestre 2017 connessa alla cessione di Electrogas (146 milioni di euro);
- > incremento dei ricavi per tax partnership per 38 milioni di euro riferito a Enel Green Power Nord America derivante dalla realizzazione di nuovi impianti.

Nella tabella seguente è rappresentata una disaggregazione dei ricavi e altri proventi per area di attività in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Milioni di euro	1° semestre 2018							Totale
	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	
Totale ricavi derivanti da contratti con i clienti	17.427	9.622	6.506	1.092	432	48	5	35.132
Altri ricavi e proventi	592	46	83	37	124	-	13	895
Totale ricavi e altri proventi	18.019	9.668	6.589	1.129	556	48	18	36.027
	1° semestre 2017							
Totale ricavi derivanti da contratti con i clienti	17.770	9.869	6.273	1.083	276	44	1	35.316
Altri ricavi e proventi	547	70	224	56	86	2	14	999
Totale ricavi e altri proventi	18.317	9.939	6.497	1.139	362	46	15	36.315

Costi

6. Costi - Euro 31.279 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Energia elettrica	8.892	9.740	(848)	-8,7%
Combustibili e gas	7.845	7.875	(30)	-0,4%
Totale acquisti energia elettrica, combustibili e gas	16.737	17.615	(878)	-5,0%
Vettoriamenti passivi	4.966	4.933	33	0,7%
Godimento beni di terzi	291	245	46	18,8%
Altri servizi	2.655	2.534	121	4,8%
Materie prime	859	523	336	64,2%
Totale servizi e altri materiali	8.771	8.235	536	6,5%
Costo del personale	2.274	2.280	(6)	-0,3%
Ammortamenti delle attività materiali	2.084	2.034	50	2,5%
Ammortamenti delle attività immateriali	481	399	82	20,6%
Impairment e relativi ripristini	417	391	26	6,6%
Totale ammortamenti e impairment	2.982	2.824	158	5,6%
Oneri per certificati ambientali	548	597	(49)	-8,2%
Altri costi operativi	832	860	(28)	-3,3%
Totale altri costi operativi	1.380	1.457	(77)	-5,3%
Costi capitalizzati per materiali	(315)	(192)	(123)	-64,1%
Costi capitalizzati del personale	(337)	(325)	(12)	3,7%
Altri costi capitalizzati	(213)	(155)	(58)	-37,4%
Totale costi per lavori interni capitalizzati	(865)	(672)	(193)	-28,7%
TOTALE COSTI	31.279	31.739	(460)	-1,4%

Gli acquisti di "Energia elettrica" ammontano nel primo semestre 2018 a 8.892 milioni di euro (9.740 milioni di euro nel primo semestre 2017) e includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 1.423 milioni di euro (1.537 milioni di euro nel primo semestre 2017), e dal Gestore dei Mercati Energetici per 1.365 milioni di euro (1.171 milioni di

euro nel primo semestre 2017). La voce include: gli acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri per 5.458 milioni di euro (6.158 milioni di euro nel primo semestre 2017), gli acquisti di energia negoziati nelle Borse dell'energia elettrica, comprensivi degli acquisti per i servizi di dispacciamento e sbilanciamento per 3.356 milioni di euro (3.440 milioni di euro nel primo semestre 2017) e gli acquisti spot sui mercati domestici ed esteri per 77 milioni (141 milioni nel primo semestre 2017).

I minori costi sono quindi dovuti al decremento degli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali per 700 milioni, prevalentemente riferiti alla riduzione dei volumi acquistati da Enel Global Trading, al decremento degli acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica per 84 milioni di euro, in particolare in quelle estere, nonché dai minori acquisti spot sui mercati esteri e domestici per 64 milioni di euro.

Gli acquisti di "Combustibili e gas", pari a 7.845 milioni di euro nel primo semestre 2018, si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 6.373 milioni di euro (6.205 milioni di euro nel primo semestre 2017) e agli acquisti di altri combustibili per 1.472 milioni di euro (1.670 milioni di euro nel primo semestre 2017). Il decremento del semestre risente essenzialmente della riduzione del fabbisogno dalle società spagnole e italiane di generazione di energia elettrica, parzialmente compensato dall'incremento dei costi di acquisto di gas in Enel Global Trading.

I costi per "Servizi e altri materiali" nel primo semestre 2018 hanno subito un incremento di 536 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017, principalmente dovuto a:

- > maggiori costi per acquisto di materie prime per 336 milioni di euro, che derivano prevalentemente dall'incremento dei costi per certificati ambientali per 177 milioni di euro, riferiti essenzialmente alle quote CO₂ (per 127 milioni di euro) e ai certificati di efficienza energetica (per 43 milioni di euro) nonché da maggiori costi per l'acquisto di materiali in Spagna e in Italia soprattutto per l'acquisto dei contatori di seconda generazione in attuazione del piano Open Meter.
- > maggiori costi per servizi per 121 milioni di euro che si riferiscono prevalentemente a:
 - l'incremento dei costi di accesso alla rete, per 148 milioni di euro, prevalentemente in Spagna (per 133 milioni di euro) soprattutto per l'effetto negativo del rilascio nel primo semestre 2017, di quote di oneri di accesso alla rete accantonate negli anni precedenti per l'autoconsumo;
 - l'aumento dei costi per servizi informatici, per 92 milioni di euro, soprattutto in Italia e Spagna;
 - l'incremento dei servizi relativi al business elettrico, per 33 milioni di euro, derivanti essenzialmente da Enel X;
 - la riduzione dei costi per commissioni per acquisizione di nuova clientela, per 79 milioni di euro, dovuti soprattutto all'applicazione del nuovo principio IFRS 15 che ne prevede la loro capitalizzazione se di natura incrementale;
 - il decremento dei costi di manutenzione, per 75 milioni di euro, soprattutto in Spagna e in Sud America;
 - la riduzione dei costi di connessione del gas, per 20 milioni di euro, in relazione all'applicazione dell'IFRS 15;
- > incremento dei costi per il godimento di beni terzi per 46 milioni di euro, dovuto essenzialmente all'incremento dei canoni di derivazione acqua in Spagna.

Il "Costo del personale" del primo semestre 2018 è pari a 2.274 milioni di euro, con un decremento di 6 milioni di euro (-0,3%).

La variazione è da riferire principalmente:

- > al decremento dei costi di Enel SpA per piani di incentivazione Long Term Incentive effettuati negli anni passati;
- > alla riduzione dei costi per effetto della variazione dei tassi di cambio, soprattutto per il deprezzamento delle valute del Sud America nei confronti dell'euro.

Tali effetti sono in parte compensati:

- > dalla variazione di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibile alla acquisizione di Eletropaulo, che ha comportato un maggior costo per 22 milioni di euro, e di EnerNOC per 38 milioni di euro;
- > dall'aumento dei costi per incentivazione all'esodo per 12 milioni di euro riferiti rispettivamente alla Spagna (32 milioni di euro) e a Edesur per 23 milioni, parzialmente compensato dall'effetto positivo dei minori accantonamenti di Enel Distribuição Goiás per 45 milioni di euro.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2018 è pari a 70.137 unità (62.900 unità al 31 al dicembre 2017). Rispetto al 31 dicembre 2017 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si incrementa di 7.237 unità nonostante l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo, a seguito delle variazioni di perimetro (+7.599 risorse), principalmente dovuta all'acquisizione in data 7 giugno 2018 della società di distribuzione Eletropaulo in Brasile. I movimenti sono allocati geograficamente con la seguente ripartizione: il 26% delle assunzioni sono state realizzate in Italia, mentre il restante 74% sono distribuite nei Paesi esteri. Le cessazioni, invece, per circa il 35% 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 65% si è rilevato all'estero, in particolare in Spagna.

Gli "Ammortamenti e impairment" del primo semestre 2018 ammontano a 2.982 milioni di euro (2.824 milioni di euro nel primo semestre 2017) e registrano un incremento di 158 milioni di euro.

Tale incremento è dovuto prevalentemente a:

- > maggiori ammortamenti sulle immobilizzazioni immateriali per 82 milioni di euro, derivanti essenzialmente alla rilevazione degli ammortamenti dei "contract cost" per 75 milioni di euro in applicazione del principio contabile IFRS 15;
- > maggiori ammortamenti sulle immobilizzazioni materiali per 50 milioni di euro soprattutto in Spagna, in Nord America e in Enel X;
- > maggiori impairment per immobilizzazioni materiali e immateriali per 26 milioni di euro prevalentemente riferito alle immobilizzazioni materiali.

Gli impairment del primo semestre 2018 (al netto dei rispettivi ripristini) presentano un incremento di 26 milioni di euro, dettagliato nella tabella seguente:

Milioni di euro	1° semestre		Variazioni	
	2018	2017		
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	21	(1)	22	-
- attività immateriali	3	-	3	-
- avviamento	3	-	3	-
- crediti commerciali	503	509	(6)	-1,2%
- altre attività	5	25	(20)	-80,0%
Totale impairment	535	533	2	0,4%
Ripristini di valore:				
- immobili, impianti e macchinari	(1)	(2)	1	-50,0%
- attività immateriali	(1)	-	(1)	-
- crediti commerciali	(109)	(138)	29	-21,0%
- altre attività	(7)	(2)	(5)	-
Totale ripristini di valore	(118)	(142)	24	16,9%
TOTALE IMPAIRMENT E RELATIVI RIPRISTINI	417	391	26	6,6%

La variazione degli impairment, al netto dei ripristini è dovuta principalmente alle immobilizzazioni materiali per 23 milioni di euro.

Gli "Altri costi operativi", pari a 1.380 milioni di euro nel primo semestre 2018, registrano un decremento di 77 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento risente dei minori oneri per Titoli di Efficienza Energetica (in riduzione di 63 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017), dai minori per oneri per il mancato raggiungimento di standard qualitativi nella fornitura del servizio elettrico (per 77 milioni di euro) dovuto essenzialmente alla rilevazione di multe registrate in Argentina nel primo semestre 2017; tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento di oneri per le tasse di occupazione di aree pubbliche per 27 milioni di euro, in Spagna, per indennizzi e penalità contrattuali a clienti e fornitori per 12 milioni di euro.

7. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro 127 milioni

I proventi netti derivanti dalla gestione dei contratti su commodity valutati al fair value ammontano a 127 milioni di euro (proventi netti per 278 milioni di euro nel primo semestre 2017) e risultano così composti:

- > proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 9 milioni di euro (170 milioni di euro nel primo semestre 2017);
- > proventi netti su derivati al fair value con impatto a Conto economico per 118 milioni di euro (108 milioni di euro nel primo semestre 2017).

Milioni di euro	1° semestre		
	2018	2017	Variazioni
Proventi:			
- proventi da derivati di cash flow hedge	39	177	(138) -78,0%
- proventi da derivati di fair value rilevati a Conto economico	3.252	(196)	3.448 -
Totale proventi	3.291	(19)	3.310 -
Oneri:			
- oneri da derivati di cash flow hedge	(30)	(7)	(23) -
- oneri da derivati di fair value rilevati a Conto economico	(3.134)	304	(3.438) -
Totale oneri	(3.164)	297	(3.461) -
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	127	278	(151) -54,3%

8. Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro 288 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2018	2017	Variazioni
Proventi:			
- proventi da derivati di cash flow hedge	568	133	435 -
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	630	499	131 26,3%
- proventi da derivati di fair value hedge	45	13	32 -
Totale proventi	1.243	645	598 92,7%
Oneri:			
- oneri da derivati di cash flow hedge	(151)	(898)	747 83,2%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(781)	(259)	(522) -
- oneri da derivati di fair value hedge	(23)	(16)	(7) -43,8%
Totale oneri	(955)	(1.173)	218 18,6%
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI DA CONTRATTI DERIVATI	288	(528)	816 -

I proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge ammontano a 417 milioni di euro (oneri netti per 765 milioni di euro nel primo semestre 2017), sostanzialmente relativi a cambi, mentre i derivati al fair value con impatto a Conto economico fanno registrare un impatto netto negativo per 151 milioni di euro (proventi netti per 240 milioni di euro nel primo semestre 2017).

Il saldo della gestione dei derivati di fair value hedge registra invece un saldo netto positivo pari a 22 milioni di euro (oneri netti per 3 milioni di euro nel primo semestre 2017).

9. Altri proventi/(oneri) finanziari - Euro (1.493) milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2018	2017	Variazioni	
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	86	93	(7)	-7,5%
Differenze positive di cambio	438	851	(413)	-48,5%
Proventi da partecipazioni	11	1	10	-
Altri proventi	194	101	93	92,1%
Totale altri proventi finanziari	729	1.046	(317)	-30,3%
Interessi e altri oneri su debiti finanziari	(1.216)	(1.266)	50	3,9%
Differenze negative di cambio	(708)	(356)	(352)	-98,9%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	(41)	(41)	-	-
Attualizzazione altri fondi	(65)	(123)	58	47,2%
Oneri da partecipazioni	-	-	-	-
Altri oneri	(192)	(130)	(62)	-47,7%
Totale altri oneri finanziari	(2.222)	(1.916)	(306)	-16,0%
TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	(1.493)	(870)	(623)	-71,6%

Gli altri proventi finanziari, pari a 729 milioni di euro, registrano un decremento di 317 milioni di euro rispetto al precedente periodo. Tale decremento si riferisce principalmente:

- > alla riduzione delle differenze positive di cambio per 413 milioni di euro che risente soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento netto in valuta diversa dall'euro. Tale decremento è prevalentemente dovuto a Enel Finance International (per 436 milioni di euro) ed Enel SpA (per 124 milioni di euro) e parzialmente compensato da un incremento delle differenze positive su cambio nel gruppo Enel Américas (per 123 milioni di euro);
- > alla riduzione degli interessi e degli altri proventi da attività finanziarie per 7 milioni di euro, connesso essenzialmente ai minori interessi su investimenti finanziari e titoli a breve termine;
- > all'incremento degli altri proventi per 93 milioni di euro, dovuti prevalentemente a: l'incremento degli interessi e altri proventi maturati sulle attività finanziarie relative ad accordi pubblici in concessione delle società brasiliane per 28 milioni di euro, l'incremento degli interessi di mora per 21 milioni di euro soprattutto in e-distribuzione, l'incremento di altri proventi finanziari in Enel SpA per 10 milioni di euro in relazione all'offerta di scambio volontaria non vincolante (Exchange Offer), promossa dalla Società per la ristrutturazione del prestito obbligazionario ibrido e l'incremento di proventi finanziari nel gruppo Enel Américas (per 14 milioni di euro), dovuta prevalentemente al consolidamento di Eletropaulo, e in Enel Green Power Brazil (per 13 milioni di euro).

Gli altri oneri finanziari, pari a 2.222 milioni di euro, registrano un incremento di 306 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017. La variazione risente dei seguenti fenomeni:

- > l'aumento degli oneri finanziari su cambi per 352 milioni di euro che si riferisce soprattutto al gruppo Enel Américas (per 149 milioni di euro), a Enel Finance International (per 119 milioni di euro) e a Enel SpA (per 60 milioni di euro);
- > l'incremento degli altri oneri finanziari per 62 milioni di euro sostanzialmente riferibile a minori interessi capitalizzati per 38 milioni di euro e all'incremento degli oneri finanziari in Enel SpA per 30 milioni di euro in relazione all'offerta volontaria non vincolante (Tender Offer) promossa dalla Società per la ristrutturazione del prestito obbligazionario ibrido;
- > il decremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 58 milioni di euro, relativo essenzialmente al gruppo Enel Américas (per 57 milioni di euro) per l'effetto cambi e una minore attualizzazione di multe pregresse in contenzioso applicate dall'Autorità argentina;

- > la riduzione degli interessi e altri oneri su debiti finanziari per 50 milioni di euro, dovuto essenzialmente alla riduzione degli interessi su prestiti obbligazionari (per 81 milioni di euro), parzialmente compensata dall'incremento degli interessi passivi verso banche (per 30 milioni di euro).

10. Imposte - Euro 993 milioni

Milioni di euro	1° semestre		Variazioni	
	2018	2017		
Imposte correnti	957	1.049	(92)	-8,8%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(19)	(18)	(1)	-5,6%
Imposte differite	14	(96)	110	-
Imposte anticipate	41	109	(68)	-62%
Totale	993	1.044	(51)	-4,9%

Le imposte del primo semestre 2018 ammontano a 993 milioni di euro e si decrementano di 51 milioni di euro nonostante si registri un incremento dell'utile *ante* imposte.

Il minor carico fiscale del primo semestre 2018 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente risente essenzialmente:

- > della rilevazione dell'indennizzo relativo alla cessione della partecipazione di Enel Rete Gas che genera un provento in regime fiscale agevolato "PEX";
- > dell'iscrizione di imposte anticipate (85 milioni di euro) per perdite pregresse di 3Sun dal momento che se ne prevede la recuperabilità attraverso la fusione con Enel Green Power SpA.

11. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo pari nel primo semestre 2018 pari a 10.166.679.946 azioni.

	2018	2017	Variazioni	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.020	1.847	173	9,4%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.020	1.847	173	9,4%
Numero medio di azioni ordinarie	10.166.679.946	10.166.679.946	-	-
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,20	0,18	0,02	11,1%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,20	0,18	0,02	11,1%
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.

12. Immobili, impianti e macchinari - Euro 75.208 milioni

La movimentazione degli immobili, impianti e macchinari nel corso del primo semestre 2018 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2017	74.937
Investimenti	2.555
Differenza cambi	(459)
Variazioni perimetro di consolidamento	155
Ammortamenti	(2.070)
Impairment e ripristini di valore	(20)
Dismissioni e altri movimenti	110
Totale al 30 giugno 2018	75.208

Gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2018 ammontano a 2.555 milioni di euro, in diminuzione rispetto al primo semestre 2017 di 502 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2018, distinti per tipologia di impianto:

Milioni di euro	1° semestre	
	2018	2017
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	178	161
- idroelettrici	169	156
- geotermoelettrici	60	113
- nucleare	55	41
- con fonti energetiche alternative	782	1.450
Totale impianti di produzione	1.244	1.921
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.286	1.282
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	25	(146)
TOTALE	2.555	3.057

Gli investimenti in impianti di produzione ammontano a 1.244 milioni di euro, con un decremento di 677 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei minori investimenti in impianti da fonti energetiche alternative in Brasile, Perù e Nord America. Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica sono pari a 1.286 milioni di euro risultano in incremento di 4 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017.

La voce "variazioni di perimetro di consolidamento", si riferisce essenzialmente all'acquisizione di Parques Eólicos Gestinver, società operante nella produzione di energia da fonte eolica e all'acquisizione della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo.

Gli "impairment e ripristini di valore" rilevati sugli immobili, impianti e macchinari, pari a 20 milioni di euro, sono relativi principalmente ad alcuni impianti di generazione da fonti rinnovabili in Perù.

Le “dismissioni e altri movimenti” evidenziano un saldo positivo pari a 110 milioni di euro e includono la riclassifica da attività possedute per la vendita degli asset relativi al parco eolico Kafireas (129 milioni di euro) a seguito del venir meno delle condizioni previste dall’IFRS 5 per tale classificazione.

13. Attività immateriali - Euro 17.803 milioni

La movimentazione delle attività immateriali nel corso del primo semestre 2018 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2017	16.724
Investimenti	559
Differenze cambio	(432)
Variazioni perimetro di consolidamento	1.095
Ammortamenti	(487)
Impairment e ripristini di valore	(2)
Altri movimenti	346
Totale al 30 giugno 2018	17.803

La variazione del periodo delle attività immateriali, positiva per complessivi 1.079 milioni di euro, si riferisce sostanzialmente alle variazioni di perimetro intervenute nel semestre a seguito dell’acquisizione di Eletropaulo (1.061 milioni di euro) e di Parques Eólicos Gestinver (34 milioni di euro) società operante nella produzione di energia da fonte eolica, nonché agli investimenti del periodo pari a 559 milioni di euro e alla rilevazione di contract cost per 434 milioni di euro al 1° gennaio 2018 a seguito dell’applicazione del nuovo principio IFRS 15. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle differenze negative di cambio, pari a 432 milioni di euro, e dagli ammortamenti del periodo per 487 milioni di euro.

14. Avviamento - Euro 15.142 milioni

La movimentazione dell’avviamento nel corso del primo semestre 2018 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2017	13.746
Differenze cambio	124
Variazioni perimetro di consolidamento	1.275
Perdite e ripristini di valore	(3)
Totale al 30 giugno 2018	15.142

La movimentazione dell’avviamento si riferisce principalmente alla variazione di perimetro a seguito dell’acquisizione in data 7 giugno 2018 da parte di Enel Brasil Investimentos Sudeste SA a esito dell’OPA lanciata sul 100% delle azioni della società di distribuzione elettrica brasiliana Eletropaulo (1.270 milioni di euro) e alle variazioni di cambio complessivamente positive per 124 milioni di euro.

Il valore dell'avviamento è così dettagliato:

Milioni di euro

	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Iberia ⁽¹⁾	8.764	8.764	-	-
Cile	1.209	1.209	-	-
Argentina	276	276	-	-
Perù	561	561	-	-
Colombia	530	530	-	-
Brasile	2.331	945	1.386	-
America Centrale	61	56	5	8,9%
Enel Green Power North America	95	95	-	-
Nord America - Enel X	300	292	8	2,7%
Mercato Italia ⁽²⁾	579	579	-	-
Enel Green Power	20	23	(3)	-13,0%
Romania ⁽³⁾	413	413	-	-
Tynemouth Energy	3	3	-	-
Totale	15.142	13.746	1.396	10,2%

(1) Include Endesa ed Enel Green Power España.

(2) Include Enel Energia.

(3) Include Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

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 2017 sulla base dei flussi di cassa rivenienti dal Piano Strategico 2018-2022, 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 2017.

Al 30 giugno 2018 le principali assunzioni applicate per determinare il valore d'uso continuano a essere sostenibili. Si sottolinea che non sono stati rilevati impairment indicator.

15. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 8.030 milioni ed euro 7.999 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	8.030	6.354	1.676	26,4%
Passività per imposte differite	7.999	8.348	(349)	-4,2%
Di cui:				
Attività per imposte anticipate non compensabili	4.786	3.455	1.331	38,5%
Passività per imposte differite non compensabili	2.642	3.297	(655)	-19,9%
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione	2.113	2.152	(39)	-1,8%

La variazione delle attività per imposte anticipate e di passività per imposte differite è riconducibile principalmente a:

- > l'applicazione dei nuovi principi contabili IFRS 15 e IFRS 9, che ha reso necessario effettuare alcune rettifiche patrimoniali con la conseguente rilevazione di maggiori imposte anticipate per 1.108 milioni di euro e minori imposte differite per 473 milioni di euro;
- > l'iscrizione delle imposte anticipate per le perdite pregresse di 3Sun pari a 85 milioni di euro;
- > la variazione di perimetro di consolidamento che ha determinato la rilevazione di imposte anticipate, per 623 milioni di euro, e differite, per 166 milioni di euro, riferite soprattutto a Eletropaulo e Parques Eólicos Gestinver;

Inoltre, la movimentazione delle imposte anticipate e differite risente anche della variazione di valore degli strumenti finanziari derivati di CFH e di alcuni accantonamenti e rilasci di fondi rischi con deducibilità differita.

16. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 1.631 milioni

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

Milioni di euro	al		Impatto a Conto economico	Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movim.	al	
	31.12.2017	Quota %					30.06.2018	Quota %
Società a controllo congiunto								
EGPNA Renewable Energy Partners	404	50,0%	17	-	-	14	435	50,0%
Rocky Caney Holding	39	-	3	-	-	-	42	20,0%
Open Fiber	343	50,0%	(21)	-	-	-	322	50,0%
Slovak Power Holding	190	50,0%	-	-	-	-	190	50,0%
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	163	50,0%	1	(5)	-	-	159	50,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	73	43,8%	4	(8)	-	-	69	43,8%
RusEnergosbyt	36	49,5%	20	(1)	-	2	57	49,5%
Energie Electrique de Tahaddart	30	32,0%	1	(5)	-	-	26	32,0%
Drift Sand Wind Project	32	35,0%	3	-	-	-	35	50,0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50,0%	-	-	-	-	12	50,0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	6	51,0%	2	-	-	-	8	51,0%
PowerCrop	12	50,0%	(2)	-	-	2	12	50,0%
EGP Bungala	13	-	-	-	-	14	27	50,0%
Società collegate								
Elica 2	49	30,0%	-	-	-	-	49	30,0%
CESI	46	42,7%	-	-	-	-	46	42,7%
Tecnatom	29	45,0%	-	-	-	-	29	45,0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	13	33,5%	2	(2)	-	-	13	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	12	35,6%	-	-	-	-	12	35,6%
Altre minori	96	-	16	(9)	6	(21)	88	-
Totale	1.598		46	(30)	6	11	1.631	

La movimentazione del periodo è riconducibile essenzialmente al risultato positivo di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method.

17. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 30.06.2018	al 31.12.2017	al 30.06.2018	al 31.12.2017
Contratti derivati attivi	902	702	4.844	2.309
Contratti derivati passivi	2.821	2.998	4.791	2.260

Per i commenti relativi ai contratti derivati si rimanda ai paragrafi 26.1 e seguenti.

18. Altre attività finanziarie non correnti - Euro 4.976 milioni

Milioni di euro			Variazioni	
	al 30.06.2018	al 31.12.2017		
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	69	6	63	-
Partecipazioni in altre imprese	-	52	(52)	-
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 22.3)	2.734	2.444	290	11,9%
Accordi per servizi in concessione	2.151	1.476	675	45,7%
Risconti attivi finanziari non correnti	22	24	(2)	-8,3%
Totale	4.976	4.002	974	24,3%

Le "Altre attività finanziarie non correnti" si incrementano nel primo semestre 2018 di 974 milioni di euro. La voce risente in particolar modo degli accordi per servizi in concessione, il cui aumento deriva per 699 milioni di euro dal consolidamento di Eletropaulo, e dal maggior valore dei crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto, commentati nella nota 22.3.

La voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value", pari a 69 milioni di euro al 30 giugno 2018 (6 milioni di euro al 31 dicembre 2017), accoglie, in linea con quanto stabilito dall'IFRS 9, il saldo delle "Partecipazioni in altre imprese" precedentemente valutate al costo. Pertanto quest'ultima voce al 30 giugno 2018 presenta un saldo pari a zero.

19. Altre attività non correnti/correnti e Altre passività non correnti/correnti

Le voci "Altre attività non correnti/correnti" e "Altre passività non correnti/correnti" includono secondo quanto previsto dal nuovo principio IFRS 15, le attività non correnti/correnti e le passività non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti.

Le attività correnti derivanti da contratti con i clienti si riferiscono principalmente alle attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (88 milioni di euro) relative a commesse ancora aperte il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.

Le passività non correnti derivanti da contratti con i clienti (6.573 milioni di euro al 30 giugno 2018) fanno riferimento alla rilevazione al 1° gennaio 2018, per effetto dell'applicazione dell'IFRS 15 e tenuto conto degli obblighi regolamentari in essere nelle diverse giurisdizioni in cui il Gruppo opera, delle passività da contratto relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica, precedentemente rilevati a Conto economico al momento dell'allaccio.

20. Crediti commerciali - Euro 13.417 milioni

I crediti commerciali sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 2.584 milioni di euro, a fronte di un saldo iniziale pari a 2.402 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2017	2.402
Accantonamenti	463
Rilasci	(71)
Utilizzi	(440)
Altri movimenti	230
Totale al 30 giugno 2018	2.584

Nello specifico la riduzione del periodo per 1.112 milioni di euro è prevalentemente riconducibile ai minori crediti registrati in Italia, a seguito del maggior ricorso alla cessione dei crediti. Tale variazione risulta parzialmente compensata dall'effetto della variazione di perimetro connessa all'acquisizione di Eletropaulo. La voce include, inoltre, i crediti, non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, relativi al lag regolatorio di e-distribuzione per 951 milioni di euro, di cui 400 milioni di euro scadenti oltre i 12 mesi.

21. Altre attività finanziarie correnti - Euro 4.882 milioni

Milioni di euro				
	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	4.800	4.458	342	7,7%
Altre	82	156	(74)	-47,4%
Totale	4.882	4.614	268	5,8%

22. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - Euro 41.594 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 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Finanziamenti a lungo termine	22.1	46.166	42.439	3.727	8,8%
Finanziamenti a breve termine	22.2	4.826	1.894	2.932	-
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾		10	-	10	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	22.1	4.519	7.000	(2.481)	-35,4%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	22.3	(2.734)	(2.444)	(290)	-11,9%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	22.4	(4.800)	(4.458)	(342)	-7,7%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(6.393)	(7.021)	628	8,9%
Totale		41.594	37.410	4.184	11,2%

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

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2018 e al 31 dicembre 2017, 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 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	315	343	(28)	-8,2%
Depositi bancari e postali	5.911	6.487	(576)	-8,9%
Altri investimenti di liquidità	167	191	(24)	-12,6%
Titoli	52	69	(17)	-24,6%
Liquidità	6.445	7.090	(645)	-9,1%
Crediti finanziari a breve termine	3.345	3.253	92	2,8%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	-	42	(42)	-
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.403	1.094	309	28,2%
Crediti finanziari correnti	4.748	4.389	359	8,2%
Debiti verso banche	(616)	(249)	(367)	-
Commercial paper	(3.286)	(889)	(2.397)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.528)	(1.346)	(182)	-13,5%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(2.775)	(5.429)	2.654	48,9%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(216)	(225)	9	4,0%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(934)	(756)	(178)	-23,5%
Totale debiti finanziari correnti	(9.355)	(8.894)	(461)	-5,2%
Posizione finanziaria corrente netta	1.838	2.585	(747)	-28,9%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(9.244)	(8.310)	(934)	-11,2%
Obbligazioni	(35.342)	(32.285)	(3.057)	-9,5%
Debiti verso altri finanziatori	(1.580)	(1.844)	264	14,3%
Posizione finanziaria non corrente	(46.166)	(42.439)	(3.727)	-8,8%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	(44.328)	(39.854)	(4.474)	-11,2%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.734	2.444	290	11,9%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(41.594)	(37.410)	(4.184)	-11,2%

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

22.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 50.685 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 30.06.2018			al 31.12.2017	Variazione
	Totale	Di cui quota corrente	Di cui quota oltre i 12 mesi		
Obbligazioni	38.117	2.775	35.342	37.714	403
Finanziamenti bancari	10.772	1.528	9.244	9.656	1.116
Debiti verso altri finanziatori	1.796	216	1.580	2.069	(273)
Totale	50.685	4.519	46.166	49.439	1.246

Nella tabella che segue viene esposto il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2018.

Milioni di euro	Scadenza	al 30.06.2018				al 31.12.2017	
		Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Saldo contabile	Fair value
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2018-2097	24.156	27.392	2.139	22.017	25.275	29.561
- tasso variabile quotate	2018-2031	4.235	5.725	406	3.829	2.926	3.201
- tasso fisso non quotate	2022-2047	8.714	9.122	-	8.714	8.458	9.257
- tasso variabile non quotate	2018-2032	1.012	985	230	782	1.055	1.051
Totale obbligazioni		38.117	43.224	2.775	35.342	37.714	43.070

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 871 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

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 30.06.2018		al 31.12.2017	al 30.06.2018	
Euro	23.754	24.428	25.925	2,92%	3,35%
Dollaro USA	14.657	14.814	13.521	5,12%	5,27%
Sterlina inglese	4.796	4.842	4.786	6,08%	6,24%
Peso colombiano	1.737	1.737	1.618	7,66%	7,66%
Real brasiliano	3.184	3.233	1.201	8,59%	8,73%
Franco svizzero	695	696	687	2,37%	2,42%
Peso cileno/UF	869	882	465	6,69%	6,76%
Sol peruviano	401	401	385	6,26%	6,26%
Rublo russo	273	273	245	8,75%	8,75%
Yen giapponese	155	155	233	3,25%	3,28%
Altre valute	164	172	373		
Totale valute non euro	26.931	27.205	23.514		
TOTALE	50.685	51.633	49.439		

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Rimborsi	Movimentaz. obbligazioni proprie	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Differenze cambio	
	al 31.12.2017					al 30.06.2018
Obbligazioni	38.391	(5.081)	(11)	539	4.789	357
Finanziamenti	11.806	(1.691)	-	162	2.440	(68)
Totale	50.197	(6.772)	(11)	701	7.229	289

Rispetto al 31 dicembre 2017, il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine registra un incremento di 1.436 milioni di euro, quale risultante di 6.772 milioni di euro di rimborsi, 7.229 milioni di euro di nuovi prestiti obbligazionari e finanziamenti, 701 milioni di euro di variazione del perimetro di consolidamento, 11 milioni di euro relativi alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio e 289 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio.

Si sottolinea che la variazione del perimetro di consolidamento, pari a 701 milioni di euro, è riconducibile principalmente all'aumento dell'indebitamento seguito all'acquisizione della società brasiliana Eletropaulo.

I principali rimborsi effettuati nel corso del primo semestre 2018 si riferiscono a:

- > prestiti obbligazionari per 5.081 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 3.000 milioni di euro relativi a due prestiti obbligazionari retail a tasso fisso e a tasso variabile emessi da Enel, scaduti nel mese di febbraio 2018;
 - 512 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di aprile 2018;
 - 591 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2018;
 - 732 milioni di euro relativi al riacquisto dell'obbligazione ibrida da 1.250 milioni di euro emessa da Enel SpA nel 2013 con scadenza nel 2074 (prima data di rimborso anticipato nel mese di gennaio 2019) effettuata a maggio 2018 a seguito dell'offerta volontaria non vincolante (Tender Offer);
- > finanziamenti per 1.691 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 1.120 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari e verso altri finanziatori relativi a società latino-americane;

- 242 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari agevolati di varie società del Gruppo;
- 50 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari di Endesa.

Le principali emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2018 si riferiscono a:

- > prestiti obbligazionari per 4.789 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 1.250 milioni di euro relativi a un Green Bond a tasso fisso, con scadenza nel 2026, emesso da Enel Finance International a gennaio 2018;
 - 1.250 milioni di euro relativi a due prestiti obbligazionari ibridi emessi da Enel SpA a maggio 2018 di cui uno pari a 500 milioni di euro con scadenza 24 novembre 2078 (prima data di rimborso anticipato prevista il 24 novembre 2023) e l'altro di 750 milioni di euro, con scadenza 24 novembre 2081 (prima data di rimborso anticipato prevista il 24 novembre 2026);
 - un controvalore di 860 milioni di euro relativo a un prestito obbligazionario in dollari statunitensi a tasso fisso emesso da Enel Chile a giugno 2018;
 - un controvalore di 1.400 milioni di euro relativo a emissioni in moneta locale da parte di società brasiliane e colombiane;
- > finanziamenti per 2.440 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - un controvalore di 1.605 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari concessi a società latino-americane, di cui 1.282 milioni di euro concessi a Enel Chile e in parte rimborsati nel corso del 2018;
 - 500 milioni di euro relativi a un finanziamento concesso a Endesa dalla Banca Europea per gli Investimenti;
 - 200 milioni di euro relativi a un finanziamento concesso a e-distribuzione dalla Banca Europea per gli Investimenti.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (covenant) in capo alle società debentrici (Enel, Enel Finance International, 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 2017.

22.2 Finanziamenti a breve termine - Euro 4.826 milioni

Al 30 giugno 2018 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 4.826 milioni di euro, registrando un incremento di 2.932 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro			
	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazione
Debiti verso banche a breve termine	616	249	367
Commercial paper	3.286	889	2.397
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	707	449	258
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	217	307	(90)
Indebitamento finanziario a breve	4.826	1.894	2.932

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

Le commercial paper, pari a 3.286 milioni di euro, si riferiscono per 933 milioni di euro alle emissioni effettuate nell'ambito del programma da 6.000 milioni di euro da Enel Finance International (con la garanzia di Enel SpA), per 1.200 milioni di euro alle emissioni effettuate nell'ambito di un programma complessivo da 3.000 milioni di euro da International Endesa e per un controvalore di 1.153 milioni di euro alle emissioni effettuate dalle società latino-americane.

22.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - Euro 2.734 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Titoli al FVOCI	391	382	9	2,4%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	2	3	(3)	-
Crediti finanziari diversi	2.341	2.059	284	13,8%
Totale	2.734	2.444	290	11,9%

22.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 4.800 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazioni	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.405	1.094	311	28,4%
Crediti per factoring	-	42	(42)	-
Titoli valutati al FVTPL	-	-	-	-
Titoli disponibili al FVOCI	59	69	(10)	-14,5%
Crediti finanziari e cash collaterale	2.800	2.664	136	5,1%
Altre	536	589	(53)	-9,0%
Totale	4.800	4.458	342	7,7%

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 750 milioni di euro (527 milioni di euro al 31 dicembre 2017). La variazione del periodo risente essenzialmente dei nuovi crediti maturati nel primo semestre 2018, più che compensate dagli incassi ottenuti nel periodo.

23. Attività/(Passività) possedute per la vendita - Euro 280 milioni

Nella seguente tabella è esposta la composizione delle due voci, rispettivamente al 30 giugno 2018 e al 31 dicembre 2017.

Milioni di euro

	Attività possedute per la vendita			Passività possedute per la vendita		
	al 30 giugno 2018	al 31 dicembre 2017	Variazione	al 30 giugno 2018	al 31 dicembre 2017	Variazione
Enel Green Power Messico ⁽¹⁾	2.136	1.808	328	1.904	1.641	263
Enel Green Power Grecia ⁽²⁾	-	151	(151)	-	88	(88)
Enel Green Power Finale Emilia	77	-	77	38	-	38
Altre società minori	9	11	(2)	-	-	-
Totale	2.222	1.970	252	1.942	1.729	213

(1) "Progetto Kino".

(2) Parco eolico Kafireas.

Il saldo al 30 giugno 2018 accoglie principalmente otto società di progetto messicane, titolari di sei impianti in esercizio e due in corso di costruzione, per le quali Enel Green Power ha firmato alcuni accordi per la cessione di una quota pari al 80% del capitale sociale ("Progetto Kino"), e l'impianto di produzione di energia elettrica da biomasse di Finale Emilia

che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti all'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

La variazione del periodo riguarda la riclassifica delle società di progetto relative al parco eolico Kafireas come non più disponibile per la vendita a seguito del venir meno dei presupposti e delle condizioni per dare seguito alla cessione e una partnership con Centerbridge.

24. Patrimonio netto totale - Euro 46.843 milioni

24.1 Patrimonio netto del Gruppo - Euro 30.853 milioni

Capitale sociale - Euro 10.167 milioni

Al 30 giugno 2018 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.

L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto al precedente ammontare registrato al 31 dicembre 2017.

Al 30 giugno 2018, 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 4,88% del capitale sociale, posseduto tramite controllate alla data del 12 giugno 2018 a titolo di gestione del risparmio).

L'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 24 maggio 2018 ha deliberato di distribuire un dividendo di 0,118 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie, a titolo di saldo del dividendo, per un importo complessivo di 1.199.668.233,63 euro, avendo già distribuito a gennaio 2018 un acconto di 1.067.501.394,33 euro. L'Assemblea ha deliberato inoltre di destinare, sempre a titolo di saldo del dividendo, una parte della riserva disponibile denominata "utili accumulati" per un importo complessivo di 142.333.519,24 euro.

Riserve diverse - Euro 2.418 milioni

Riserva per sovrapprezzo azioni - Euro 7.489 milioni

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

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 (2.987) milioni

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 373 milioni di euro, è dovuta principalmente agli effetti dell'apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - Euro (1.249) milioni

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

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging - Euro (389) milioni

Tale riserva accoglie, dal 1° gennaio 2018, in applicazione dell'IFRS 9 la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI - Euro (24) milioni

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

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (2) 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 (649) 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 2017 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 (2.398) 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. La riserva non ha subito variazioni nel corso del periodo.

Riserva da acquisizioni su non controlling interest - Euro (1.669) milioni

Tale riserva accoglie principalmente l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in Sud America.

La variazione del periodo si riferisce agli effetti dell'operazione "Elqui", che ha comportato a livello consolidato un incremento della partecipazione complessiva detenuta in Enel Chile pari all'1,3%, attraverso l'effetto combinato della cessione del 38% di Enel Green Power Chile, a seguito della fusione di Enel Green Power Latin America SA in Enel Chile, e dell'OPA su Enel Generación Chile che ha comportato l'acquisto di un ulteriore 33,6%.

Utili e perdite accumulate - Euro 18.268 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	(543)	-	-	(543)	(354)	(189)
Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati di cash flow hedge	(1.045)	1.013	60	28	5	23
Riserve da valutazione strumenti finanziari Costi di Hedging	(41)	-	-	(41)	(41)	-
Riserva da valutazione di attività finanziarie FVOCI	-	-	-	-	-	-
Quota OCI di società collegate valutate a equity	3	-	-	3	3	-
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	(1)	-	-	(1)	(1)	-
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	-	-	-	-	-	-
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	(1.627)	1.013	60	(554)	(388)	(166)

24.2 Interessenze di terzi - Euro 15.990 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 2018	al 31 dicembre 2017	al 30 giugno 2018	al 30 giugno 2017
Italia	3	4	-	-
Iberia	6.474	6.954	195	174
Sud America	8.013	8.934	448	410
Europa e Nord Africa	900	1.002	32	36
Nord e Centro America	380	387	24	28
Africa Sub-Sahariana e Asia	220	85	4	(3)
Totale	15.990	17.366	703	646

Si segnala che il decremento della quota attribuibile alle Interessenze di terzi nel primo semestre 2018 è attribuibile principalmente all'effetto cambi e ai dividendi del gruppo Enel Américas, a seguito dell'operazione "Elqui".

25. Fondi rischi e oneri - Euro 6.377 milioni

Milioni di euro	Non corrente	Corrente	Totale fondi rischi e oneri
Al 31 dicembre 2017	4.821	1.210	6.031
Accantonamenti	182	177	359
Utilizzi	(152)	(270)	(422)
Rilasci	(115)	(20)	(135)
Oneri da attualizzazione	29	39	68
Differenze cambio	(61)	(41)	(102)
Variazioni perimetro di consolidamento	349	110	459
Altri movimenti	84	35	119
Al 30 giugno 2018	5.137	1.240	6.377

La voce include al 30 giugno 2018, tra gli altri, il fondo per decommissioning nucleare relativo agli impianti spagnoli per 547 milioni di euro (538 milioni di euro al 31 dicembre 2017), il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 920 milioni di euro (860 milioni di euro al 31 dicembre), il fondo oneri per incentivo all'esodo per 1.755 milioni di euro (1.917 milioni di euro al 31 dicembre 2017), il fondo contenzioso legale per 1.359 milioni di euro (932 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e il fondo per certificati ambientali per 122 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

In particolare, la variazione di 427 milioni di euro relativa al fondo contenzioso legale è riferita essenzialmente ai fondi consolidati a seguito dell'acquisizione di Eletropaulo. La variazione di 162 milioni di euro relativa al fondo oneri per incentivo all'esodo è riferita essenzialmente agli utilizzi in Spagna e Italia relativamente ai piani di uscita anticipata del personale istituiti negli esercizi precedenti. La variazione di 93 milioni di euro del fondo per certificati ambientali è riferita prevalentemente all'accantonamento in Italia per emissioni inquinanti.

La variazione di perimetro di consolidamento è da ascrivere all'acquisizione di Eletropaulo e di Parques Eólicos Gestinver.

26. 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 2017. Nei sottoparagrafi seguenti, sono evidenziati i saldi contabili relativi a strumenti derivati, distinti per ciascuna voce dello Stato patrimoniale consolidato.

26.1 Contratti derivati inclusi in Attività non correnti - Euro 902 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 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	9	5	4
- cambi	624	594	30
- commodity	197	63	134
Totale derivati di cash flow hedge	830	662	168
Derivati di fair value hedge:			
- tassi	7	23	(16)
- cambi	14	-	14
Totale derivati di fair value hedge	21	23	(2)
Derivati di trading:			
- tassi	5	3	2
- cambi	29	5	24
- commodity	17	9	8
Totale derivati di trading	51	17	34
TOTALE	902	702	200

I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono riferiti essenzialmente alle operazioni di copertura del cambio relativo alle emissioni obbligazionarie in valuta tramite cross currency interest rate swap. L'incremento del loro fair value è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2018.

I derivati su tasso di interesse in fair value hedge presentano una riduzione del fair value, pari a 16 milioni di euro, imputabile principalmente alla chiusura anticipata di interest rate swap a fronte dell'operazione di Tender Offer sul Bond ibrido emesso da Enel SpA nel 2013.

I derivati su tasso di interesse in cash flow hedge presentano un incremento di 4 milioni di euro connesso principalmente a un lieve innalzamento della curva dei tassi di interesse statunitensi verificatosi nel corso del primo semestre 2018.

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 36 milioni di euro, a contratti derivati su gas, commodity petrolifere ed energia per complessivi 37 milioni di euro e transazioni su CO₂ per 124 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading è riferito alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 2 milioni di euro, a operazioni in derivati su energia per 15 milioni di euro.

26.2 Contratti derivati inclusi in Attività correnti - Euro 4.844 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 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	3	1	2
- cambi	184	45	139
- commodity	455	281	174
Totale derivati di cash flow hedge	642	327	315
Derivati fair value hedge:			
- tassi	-	-	-
-cambi	3	-	3
Totale derivati di fair value hedge	3	-	3
Derivati di trading:			
- tassi	-	-	-
- cambi	26	80	(54)
- commodity	4.173	1.902	2.271
Totale derivati di trading	4.199	1.982	2.217
TOTALE	4.844	2.309	2.535

I derivati su cambi di cash flow hedge si riferiscono essenzialmente alle operazioni di copertura del cambio relativo alle emissioni obbligazionarie in valuta. Le variazioni di fair value sono connesse all'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2018.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati su cambi di Trading, pari a 26 milioni di euro, è riferito a 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.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito alle coperture su carbone per un ammontare di 77 milioni di euro e a operazioni in derivati su gas e petrolio ed energia per complessivi 237 milioni di euro. I contratti derivati su CO₂ trattati in hedge accounting ammontano a 141 milioni di euro.

I derivati su commodity di trading sono relativi alle coperture su gas e commodity petrolifere per un fair value di 2.714 milioni di euro, a coperture su energia per 1.066 milioni di euro e a transazioni su CO₂ e carbone per complessivi 393 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.

26.3 Contratti derivati inclusi in Passività non correnti - Euro 2.821 milioni

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

Milioni di euro			
	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	585	556	29
- cambi	2.099	2.375	(276)
- commodity	95	39	56
Totale derivati di cash flow hedge	2.779	2.970	(191)
Derivati di trading:			
- tassi	6	9	(3)
- cambi	2	10	(8)
- commodity	34	2	32
Totale derivati di trading	42	21	21
TOTALE	2.821	2.998	(177)

Il peggioramento del fair value dei derivati di cash flow hedge sui tassi di interesse è dovuto principalmente alla riduzione della curva dei tassi di interesse dell'eurozona verificatasi nel corso del primo semestre 2018 e a nuove operazioni di copertura attraverso la negoziazione di interest rate swap.

I derivati di cash flow hedge su tasso di cambio sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura (mediante cross currency interest rate swap) delle emissioni obbligazionarie in valuta. Il miglioramento del fair value rispetto al 31 dicembre 2017 è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise.

I derivati di trading su tasso di cambio presentano una variazione positiva del fair value, pari a 8 milioni di euro, imputabile alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

I derivati su commodity di cash flow hedge si riferiscono a transazioni su coperture su gas e petrolio per 47 milioni di euro e su energia e carbone per 48 milioni di euro. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di trading è riferito alle coperture su carbone per 29 milioni di euro e in misura residuale ai contratti derivati su energia e gas per un ammontare complessivo di 5 milioni di euro.

26.4 Contratti derivati inclusi in Passività correnti - Euro 4.791 milioni

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

Milioni di euro			
	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	-	1	(1)
- cambi	275	114	161
- commodity	280	159	121
Totale derivati di cash flow hedge	555	274	281
Derivati di fair value hedge:			
- cambi	1	6	(5)
Totale derivati di fair value hedge	1	6	(5)
Derivati di trading:			
- tassi	66	65	1
- cambi	16	38	(22)
- commodity	4.153	1.877	2.276
Totale derivati di trading	4.235	1.980	2.255
TOTALE	4.791	2.260	2.531

I derivati su cambi di cash flow hedge si riferiscono essenzialmente alle operazioni di copertura del cambio relativo alle emissioni obbligazionarie in valuta e residualmente a progetti di investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione) e al prezzo delle commodity energetiche. La variazione di fair value dei derivati di cash flow hedge è dovuta principalmente all'andamento dell'euro rispetto alle principali divise e alla normale operatività in cambi.

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 118 milioni di euro e a transazioni su energia per 162 milioni di euro. I derivati su commodity classificati di trading includono contratti derivati relativi a combustibili e altre commodity per un fair value di 2.711 milioni di euro, operazioni su energia per un fair value di 1.107 milioni di euro e transazioni su carbone e CO₂ per un fair value complessivo di 335 milioni di euro.

27. 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 2017), 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 2017.

28. 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
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo ENI) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo ENI)
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
GME - Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

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 2018 e 2017 e al 30 giugno 2018 e al 31 dicembre 2017.

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° semestre 2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici											
Ricavi e altri proventi	-	1.018	1.210	212	73	-	2.513	52	2.565	36.027	7,1%
Proventi finanziari	-	-	-	-	1	-	1	12	13	729	1,8%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	1.423	1.365	609	-	1	-	3.398	84	3.482	16.737	20,8%
Costi per servizi e altri materiali	-	19	1.145	2	112	-	1.279	59	1.338	8.771	15,3%
Altri costi operativi	3	136	3	-	-	-	142	-	142	1.380	10,3%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	(10)	-	-	-	(10)	1	(9)	127	-7,1%
Oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	11	11	2.222	0,5%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 30.06.2018	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 30.06.2018	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	96	673	24	22	-	815	133	948	13.417	7,1%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	5	5	4.882	0,1%
Altre attività correnti	-	48	5	153	2	-	208	20	228	3.175	7,2%
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-	-	23	23	4.844	0,5%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	43	49	8.301	0,6%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	849	-	-	-	849	-	849	46.166	1,8%
Debiti commerciali	483	130	521	992	12	-	2.139	63	2.202	10.493	21,0%
Altre passività correnti	-	-	18	-	-	-	18	25	43	13.956	0,3%
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-	-	20	20	4.791	0,4%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4.519	2,0%
Altre informazioni											
Garanzie rilasciate	-	280	360	-	107	-	747	-	747		
Garanzie ricevute	-	-	214	-	23	-	237	-	237		
Impegni	-	-	39	-	5	-	44	-	44		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° semestre 2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti economici											
Ricavi e altri proventi	1	854	1.426	243	53	-	2.577	63	2.640	36.315	7,3%
Proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	2	2	1.046	0,2%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	1.537	1.171	768	-	-	-	3.476	207	3.683	17.615	20,9%
Costi per servizi e altri materiali	-	38	1.157	2	90	-	1.287	51	1.338	8.235	16,2%
Altri costi operativi	2	129	4	-	-	-	135	-	135	1.457	9,3%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	12	-	-	-	12	(4)	8	278	2,9%
Oneri finanziari	-	-	-	1	-	-	1	12	13	1.916	0,7%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	77	526	57	34	-	694	138	832	14.529	5,7%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	3	3	4.614	0,1%
Altre attività correnti	-	-	24	129	1	-	154	8	162	2.695	6,0%
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-	-	11	11	2.309	0,5%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	30	36	2.003	1,8%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	893	-	-	-	893	-	893	42.439	2,1%
Debiti commerciali	682	110	543	977	11	-	2.323	42	2.365	12.671	18,7%
Altre passività correnti	-	-	10	-	-	-	10	27	37	12.462	0,3%
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-	-	9	9	2.260	0,4%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	7.000	1,3%
Altre informazioni											
Garanzie rilasciate	-	280	360	-	108	-	748	-	748		
Garanzie ricevute	-	-	208	-	23	-	231	-	231		
Impegni	-	-	46	-	6	-	52	-	52		

29. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro			
	al 30.06.2018	al 31.12.2017	Variazione
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	8.088	8.171	(83)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	109.120	79.163	29.957
- acquisti di combustibili	38.754	42.302	(3.548)
- forniture varie	3.071	3.119	(48)
- appalti	3.159	3.334	(175)
- altre tipologie	2.773	2.912	(139)
Totale	156.877	130.830	26.047
TOTALE	164.965	139.001	25.964

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2018 a 109.120 milioni di euro, di cui 24.796 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2018-2022, 21.341 milioni di euro relativi al periodo 2023-2027, 19.662 milioni di euro al periodo 2028-2032 e i rimanenti 43.321 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 2018 a 38.754 milioni di euro, di cui 21.657 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2018-2022, 10.581 milioni di euro relativi al periodo 2023-2027, 4.991 milioni di euro al periodo 2028-2032 e i rimanenti 1.525 milioni di euro con scadenza successiva.

30. Attività e passività potenziali

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

In relazione al procedimento di appello relativo alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, la prima udienza si è tenuta il 15 giugno 2018 con la requisitoria della Procura, cui è seguita la discussione di alcune parti civili e la causa è stata rinviata al 19 ottobre 2018. Per quanto riguarda, invece, il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia, il giudice ha rinviato l'udienza al 7 febbraio 2019 per sentire gli ultimi testi indicati dagli altri imputati, a seguito dell'udienza del 28 giugno 2018, nella quale il Tribunale ha disposto la prosecuzione del procedimento, non ritenendo ancora maturata la prescrizione dei reati.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

In merito al provvedimento 26581 notificato in data 11 maggio 2017 con il quale l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di Enel SpA ("Enel"), Enel Energia SpA ("EE") e Servizio Elettrico Nazionale SpA ("SEN"), il termine per la chiusura del procedimento, inizialmente fissato il 30 giugno 2018, in data 24 aprile 2018 è stato prorogato al 31 ottobre del corrente anno. Si è in attesa della notifica delle comunicazioni delle risultanze istruttorie per valutare la rilevanza dei temi trattati per la Società.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Con riferimento al procedimento ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001 pendente dinanzi al Tribunale di Ancona nei confronti di Enel Green Power SpA, il Giudice ha escusso i testi dell'accusa e ha fissato la data per le udienze di escussione dei due consulenti delle due parti civili.

El Quimbo - Colombia

In relazione al Progetto El Quimbo, il 22 marzo 2018 l'ANLA e la CAM hanno presentato congiuntamente la relazione finale sulle attività di monitoraggio della qualità dell'acqua a valle della diga della centrale idroelettrica "El Quimbo", con la quale entrambe le autorità hanno confermato il rispetto dei livelli di ossigeno da parte di Emgesa. Il 15 giugno 2018, Emgesa ha depositato le proprie comparse conclusionali e si è in attesa della emissione della sentenza.

Contenzioso BEG

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

Olanda

Con riferimento al procedimento di appello avviato dinanzi la Corte di Appello di Amsterdam da Enel ed Enelpower nei confronti di Albania BEG Ambient Shpk ("ABA") per impugnare la sentenza del Tribunale di Amsterdam del 29 giugno 2016, con decisione del 17 luglio 2018, la Corte di Appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower e ha quindi dichiarato che la sentenza albanese non può essere riconosciuta ed eseguita nei Paesi Bassi. La Corte di Appello ha ritenuto la decisione albanese arbitraria e manifestamente irragionevole e pertanto contraria all'ordine pubblico olandese. Per questi motivi, la Corte non ha considerato necessario analizzare gli ulteriori argomenti di Enel ed Enelpower.

Il procedimento dinanzi alla Corte di Appello prosegue relativamente alla domanda subordinata avanzata da ABA nell'ambito del procedimento di appello, volta a ottenere che la Corte accerti il merito della controversia oggetto del contenzioso in Albania e in particolare l'asserita responsabilità extracontrattuale di Enel ed Enelpower in merito alla mancata costruzione della centrale in Albania. Enel ed Enelpower continueranno a difendersi anche in questa fase eccependo il difetto di giurisdizione dei giudici olandesi e, comunque, contestando *in toto* il merito ribadendo la totale infondatezza della pretesa.

Contenzioso fiscale – PIS - Eletropaulo

Nel corso del mese di dicembre del 1995 il Governo brasiliano ha disposto un incremento dell'aliquota dell'imposta federale PIS (*Program of Social Integration*) da 0,50% a 0,65% attraverso l'emanazione di un provvedimento provvisorio (*Executive Provisional Order*).

Successivamente, il suddetto provvedimento provvisorio è stato reiterato per cinque volte prima della sua definitiva conversione in legge avvenuta nel 1998.

Secondo la normativa brasiliana, l'aumento dell'aliquota fiscale (o l'istituzione di un nuovo tributo) può essere disposto solo in forza di legge ed è efficace una volta decorsi 90 giorni dalla sua pubblicazione.

Pertanto, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso argomentando che l'aumento dell'aliquota fiscale sarebbe stato efficace solo dopo 90 giorni dall'ultimo Ordine Provvisorio, sostenendo, quindi, che siano da considerarsi nulli gli effetti dei primi quattro provvedimenti provvisori (in quanto mai convertiti in legge). Tale contenzioso si è concluso nell'aprile del 2008 riconoscendo la validità dell'incremento dell'aliquota del PIS a partire dal primo provvedimento provvisorio.

Nel maggio 2008 l'Autorità Fiscale Brasiliana ha intentato una causa nei confronti della società Eletropaulo per richiedere il versamento delle maggiori imposte corrispondenti all'incremento di aliquota per il periodo marzo 1996 – dicembre 1998. Al riguardo, Eletropaulo si è opposta a tale richiesta, nei diversi gradi di giudizio, sollevando l'intervenuta prescrizione dei tempi per l'emissione dell'avviso di accertamento. In particolare, essendo trascorsi più di cinque anni dal verificarsi del presupposto impositivo (dicembre 1995, data del primo provvedimento provvisorio) senza l'emissione di alcun atto formale, si contesta all'Autorità Fiscale la prescrizione del diritto di richiedere il versamento delle maggiori imposte nonché la possibilità di instaurare qualsiasi azione legale in tal senso.

Nel 2017, a seguito delle decisioni sfavorevoli pronunciate nei precedenti gradi di giudizio, Eletropaulo ha presentato appello – per vedere riconosciuti i propri diritti e per difendere il proprio operato – presso il *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) e il *Supremo Tribunal Federal* (STF). I suddetti giudizi sono tuttora pendenti mentre gli importi oggetto di contestazione sono stati oggetto di copertura mediante garanzia bancaria.

A tale ultimo riguardo, si segnala che, in attesa di conoscere l'esito di tali giudizi, l'Ufficio del Procuratore Generale del Dipartimento del Tesoro Nazionale Brasiliano ha presentato una richiesta per la sostituzione della lettera di garanzia bancaria con un deposito giudiziario. Tale richiesta è stata respinta nel settembre del 2017 e avverso tale decisione l'Ufficio del Procuratore Generale ha presentato appello nel febbraio 2018.

Il valore complessivo della causa al 30 giugno 2018 è di circa 53 milioni di euro.

31. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Enel finalizza l'acquisizione del 21% di Ufinet International

Il 3 luglio 2018 Enel tramite Enel X International, interamente controllata da Enel X, la società per soluzioni energetiche avanzate del Gruppo, ha finalizzato l'acquisizione da una holding controllata da Sixth Cinven Fund (fondo gestito dalla società di private equity internazionale Cinven), a fronte di un investimento di 150 milioni di euro, di circa il 21% del capitale di una società veicolo ("NewCo"), nella quale è confluito il 100% di Ufinet International, operatore wholesale di reti in fibra ottica leader in America Latina. Sixth Cinven Fund, a sua volta, detiene circa il 79% del capitale della NewCo.

Come annunciato lo scorso 25 giugno, in base agli accordi tra le parti, con il closing dell'operazione Enel X International ha un'opzione call per acquisire la partecipazione di Sixth Cinven Fund, che potrà esercitare tra il 31 dicembre 2020 e il 31 dicembre 2021, a fronte di un investimento aggiuntivo compreso fra 1.320 milioni di euro e 2.100 milioni di euro e definito sulla base di determinati indicatori di performance. Enel X International e Sixth Cinven Fund detengono il controllo congiunto di Ufinet International, ciascuno esercitando il 50% dei diritti di voto nell'Assemblea degli azionisti della NewCo. Nel caso in cui Enel X International non eserciti l'opzione call entro il 31 dicembre 2021, verrà meno il suo controllo congiunto sulla NewCo. In tale ipotesi, Sixth Cinven Fund potrà vendere la sua partecipazione con diritto di drag along su quella di Enel X International, mentre quest'ultima avrà un diritto di tag along nel caso in cui Sixth Cinven Fund riduca la propria partecipazione al di sotto del 50% del capitale della NewCo.

Ufinet International, per la dimensione delle sue attività, per il modello di business sviluppato e per il footprint geografico, rappresenta per il Gruppo Enel una significativa opportunità per accelerare lo sviluppo nel settore della banda ultra larga in America Latina che, in linea con il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo, è parte degli obiettivi di business di Enel X. Con questa operazione, il Gruppo raggiunge un posizionamento immediato nel mercato latino-americano dei servizi a valore aggiunto, accelerandone lo sviluppo tramite competenze e tecnologie già consolidate da Ufinet International e accedendo a un vasto portafoglio di clienti in un'area geografica caratterizzata da elevati tassi di crescita e di urbanizzazione.

Aggiornamento dei termini contrattuali relativi a Slovenské elektrárne

Enel SpA, il 10 luglio, ha annunciato che nel mese di maggio 2017 la controllata Enel Produzione SpA ha firmato un accordo ("Term Sheet") con la società ceca Energetický a průmyslový holding a.s. ("EPH") che prevede l'impegno delle parti ad apportare alcune modifiche ai termini e alle condizioni del contratto stipulato il 18 dicembre 2015 tra Enel Produzione ed EP Slovakia BV ("EP Slovakia", società controllata da EPH), concernente la partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne a.s. ("Slovenské elektrárne").

Come annunciato il 18 dicembre 2015 e il 28 luglio 2016, il contratto ha comportato il conferimento alla società di nuova costituzione Slovak Power Holding BV ("HoldCo") dell'intera partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne, pari al 66% del capitale di quest'ultima, e disciplina la successiva cessione in due fasi a EP Slovakia del 100% della HoldCo per un corrispettivo complessivo di 750 milioni di euro, soggetto a conguaglio sulla base di vari parametri.

Per effetto delle modifiche previste dal Term Sheet, il contratto regolerà anche i rapporti tra le parti in relazione al supporto finanziario che le stesse forniranno a Slovenské elektrárne a servizio del completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce. In particolare, il Term Sheet prevede che Enel Produzione si impegni a concedere, direttamente o attraverso altra società del Gruppo Enel, un finanziamento subordinato alla HoldCo, che dovrà renderlo disponibile a Slovenské elektrárne, per un importo massimo di 700 milioni di euro e con scadenza nel 2025. La concessione del finanziamento è subordinata al verificarsi di alcune condizioni, che includono una proroga delle

scadenze dei finanziamenti bancari già assunti da Slovenské elektrárne e l'effettivo recepimento nel contratto delle modifiche previste dallo stesso Term Sheet.

Il contratto – che attualmente contempla la cessione da parte di Enel Produzione a EP Slovakia del restante 50% del capitale della HoldCo mediante l'esercizio delle rispettive opzioni put o call – sarà inoltre aggiornato per indicare che il rimborso del finanziamento rappresenta una condizione aggiuntiva per il perfezionamento di tale cessione.

Il contratto, infine, prevederà che il già contemplato meccanismo di conguaglio del corrispettivo complessivo delle due fasi dell'operazione, da applicare al perfezionamento della seconda di tali fasi sulla base di vari parametri, venga integrato con un meccanismo di compensazione di ogni importo eventualmente dovuto da Enel Produzione a EP Slovakia con quanto dovuto da quest'ultima e/o da EPH in favore di società del Gruppo Enel a titolo di capitale e/o interessi per effetto del subentro nel finanziamento.

Enel raggiunge il 93,31% in Eletropaulo

Enel, il 16 luglio, ha annunciato che Enel Brasil Investimentos Sudeste SA ("Enel Sudeste"), società controllata da Enel SpA, ha ricevuto conferma che nel periodo compreso tra il 5 giugno e il 4 luglio 2018, secondo quanto previsto dalla normativa della Borsa brasiliana, gli azionisti di Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA ("Eletropaulo") le hanno venduto ulteriori 33.359.292 azioni di Eletropaulo, pari al 19,93% del capitale sociale, per il medesimo corrispettivo di 45,22 reais brasiliani per azione previsto per l'offerta pubblica volontaria effettuata da Enel Sudeste per acquistare l'intero capitale della società. La partecipazione complessiva posseduta da Enel Sudeste aumenta quindi al 93,31% del capitale di Eletropaulo dal precedente 73,38%.

Avviata la fusione per incorporazione in Enel di Enel Holding Cile e Hydromac Energy

Enel, il 16 luglio, annuncia che è stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione in Enel di Enel Holding Cile Srl ("Enel Holding Cile"), società interamente partecipata da Enel in via diretta, e Hydromac Energy Srl ("Hydromac Energy"), società interamente partecipata da Enel per il tramite di Enel Holding Cile, approvato dagli organi di amministrazione delle suddette società.

L'operazione si inquadra nell'ambito del processo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, che rappresenta uno dei principi fondamentali del Piano Strategico 2018-2020 di Enel. In particolare, l'operazione consentirà di consolidare in capo a Enel la partecipazione del Gruppo in Enel Chile SA pari al 61,93%, attualmente detenuta, in via diretta, dalla stessa Enel per il 43,03% e, in via indiretta, tramite Hydromac Energy per il 18,88% ed Enel Holding Cile per lo 0,02%.

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 2018, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Starace e Alberto De Paoli, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 *bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
 - b. l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2018 e il 30 giugno 2018.

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 2018:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dalla Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

 - 3.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul Bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 31 luglio 2018

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 2018

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 2018, 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	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	Italia	10.166.679.946,00	EUR	Holding	Holding			100,00%
Controllate									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Hydro Development Group Acquisition LLC Pyrites Hydro LLC	50,00% 50,00%	50,00%
"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%	65,00%
Abc Solar 10 SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	61,93%
Abc Solar 2 SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	61,93%
Activation Energy Limited	-	Irlanda	100.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Ireland Limited	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	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 SI	16,67%	11,69%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Aguilón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Alba Energia Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	15.061.880,00	BRL	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Albany Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
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%	61,93%
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%	70,10%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	Italia	450.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Altomonte Fv Srl	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel F2i Solare Italia SpA	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 Energia e Serviços SA (Enel Distribución Río SA)	Rio de Janeiro	Brasile	2.498.230.386,65	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Sa	99,79%	51,62%
Anea - Agenzia Napoletana Per L'energia e L'ambiente	Napoli	Italia	418.330,12	EUR	-	-	e-distribuzione SpA	12,96%	12,96%
Annandale Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
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	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Aragonesa de Actividades Energéticas Sa	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red Sa (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Aranort Desarrollos SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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%
Athonet S.R.L.	(vuoto)	Italia	60.946,48	EUR	-	Equity	Enel X Srl	16,00%	16,00%
Atwater Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	51,00%	51,00%
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 Energy India Private Limited	Gurugram (Haryana)	India	100.000,00	INR	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	76,56%
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%	76,56%
Aysén Energía Sa En Liquidacion	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA., En Liquidacion Enel Generación Chile Sa	99,00% 0,51%	29,55%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Aysèn Transmision SA, En Liquidacion	Santiago	Cile	22.368.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA, En Liquidacion Enel Generación Chile Sa Sweetwater Hydroelectric LLC	99,00% 0,51%	29,55%
Barnet Hydro Company LLC	Burlington	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc Sweetwater Hydroelectric LLC	10,00% 90,00%	100,00%
Baylio Solar SLu	Siviglia	Spagna	3.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	(Cataldo) Hydro Power Associates Enel Green Power North America Inc	75,00% 25,00%	62,50%
BLP Energy Private Limited	New Delhi	India	50.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Development Srl	76,56%	76,56%
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%	76,56%
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%	76,56%
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%	76,56%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
BluRe M.A.	Manternach	Lussemburgo	6.400.000,00	EUR	Associazione di mutua assicurazione	-	Slovenské elektrárne AS	5,00%	1,65%
Boiro Energia SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Bondia Energia Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	2.000.000,00	BRL	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Boott Hydropower LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	Spagna	3.010,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Bancale Servicios Integrales SL Enel Green Power España SL	49,00% 51,00%	35,75%
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	Bp Hydro Associates Enel Green Power North America Inc	75,92% 24,08%	100,00%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
Buffalo Jump Lp	Calgary (Alberta)	Canada	10,00	CAD	Holding	Integrale	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Bungala One FinCo Pty Ltd	Sydney	Australia	1.000,00	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property Pty Ltd	100,00%	50,00%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	Australia	100,00	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding Pty Ltd	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Pty Ltd	Sydney	Australia	1.000,00	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Operations Holding Pty Ltd	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Bungala One Operations Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala One Operations Holding Pty Ltd	100,00%	50,00%
Bungala One Property Pty Ltd	Sydney	Australia	1.000,00	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property Holding Pty Ltd	100,00%	50,00%
Bungala One Property Holding Pty Ltd	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property Holding Pty Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Finco Pty Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Bungala Two Property Pty Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Operations Holding Pty Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations Pty Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Operations Holding Pty Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Operations Holding Pty Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Property Holding Pty Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property Pty Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Property Holding Pty Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Property Trust	Sydney	Australia	1,00	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Property Holding Pty Ltd	100,00%	50,00%
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%
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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
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%
Cascade Energy Storage LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
Castiblanco Solar SL	Madrid	Spagna	3.000,00	EUR	Fotovoltaico	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	100,00%
Catalana D'iniciatives SCR SA	Barcellona	Spagna	30.862.800,00	EUR	Holding	-	Endesa Red Sa (Sociedad Unipersonal)	0,94%	0,66%
Cdec - Sic Ltda	Santiago	Cile	1.200.000.000,00	CLP	-	-	Empresa Electrica Panguipulli Sa	5,88%	3,64%
Celg Distribuição SA - Celg D. (Enel Distribuição Goiás)	Goiás	Brasile	5.075.679.362,52	BRL	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Sa	99,93%	51,77%
Central Dock Sud Sa	Buenos Aires	Argentina	35.595.178.229,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA Inversora Dock Sud SA	0,25% 69,99%	20,85%
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Brasile	Brasile	4.859.739,00	BRL	Generazione e vendita di energia solare	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Enel Brasil Sa	100,00%	51,80%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	23,34%
Central Térmica de Anllares Aie	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,36%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione di impianti elettrici	Equity	Central Dock Sud Sa Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	6,40% 1,30% 33,20%	9,80%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA, En Liquidacion	Santiago	Cile	158.975.665.182,00	CLP	Progettazione	Equity	Enel Generación Chile Sa	51,00%	29,55%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti	Equity	Endesa Generación SA Nuclenor SA	23,57% 0,69%	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	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
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%
Champagne Storage LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
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%
Chinango SAC	Lima	Perù	294.249.298,00	PEN	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Enel Generación Perú SAA	80,00%	34,64%
Chisago Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Chisholm View li Holding LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chisholm View li Holding LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Cimarron Bend Wind Project I LLC Cimarron Bend Wind Project II LLC Cimarron Bend Wind Project III LLC Enel Kansas LLC	49,00% 49,00% 1,00% 1,00%	51,00%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	50,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13.514.515.800,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,41%	25,07%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	36.060,73	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	14,02%
Cogent Energy Inc.	Delaware	USA	100.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Inc.	100,00%	100,00%
Comercializador a Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	600.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red Sa (Sociedad Unipersonal)	33,50%	23,48%
Compagnia Porto Di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	24.372.000,00	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética Do Ceará - Coelce (Enel Distribución Ceará SA)	Fortaleza	Brasile	741.046.885,77	BRL	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Sa	74,05%	38,36%
Compañía de Transmisión del Mercosur Ltda - CTM	Buenos Aires	Argentina	14.012.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel CIEN SA Enel SpA	100,00% 0,00%	51,80%
Compañía Energética Veracruz SAC	Lima	Perù	2.886.000,00	PEN	Progetti idroelettrici	Integrale	Enel Peru SAC	100,00%	51,80%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	37,51%	26,29%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	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%
CONSEL - Consorzio ELIS per la formazione professionale superiore	Roma	Italia	51.000,00	EUR	Formazione	Equity	OPEN FIBER SpA	1,00%	0,50%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	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%
Consorzio Civita (in liquidazione)	Roma	Italia	156.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	33,30%	33,30%
Construcciones, Rehabilitaciones y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU 2 UTE	Santander	Spagna	100.000,00	EUR	Fotovoltaico	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Construcciones, Rehabilitaciones y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Santander	Spagna	100.000,00	EUR	Fotovoltaico	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Copenhagen Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	Spagna	17.640.000,00	EUR	Sviluppo regionale	-	Endesa SA	1,01%	0,71%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	271.652,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	25,00%	17,53%
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%
De Rock'I Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Dehesa de Los Guadalupes Solar SLu	Siviglia	Spagna	3.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Demand Energy Networks Inc.	Washington	USA	171.689,00	USD	Servizi	Integrale	Enernoc Inc.	100,00%	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%	28,04%
Desaladora de Carboneras UTE	Carboneras (Almeria)	Spagna	6.010,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti	-	Endesa Generación SA	75,00%	52,58%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	33.101.350,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,99% 0,01%	100,00%
Detelca UTE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	6.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	-	Endesa SA	19,00%	13,32%
Di.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia	Brindisi	Italia	383.811,50	EUR	Ricerca e sviluppo sperimentale nel campo delle scienze naturali e dell'ingegneria	-	Enel Produzione SpA	1,82%	1,82%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Holding	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	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%	61,93%
Dietrich Drop LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	55,00% 45,00%	70,10%
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 (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.610.000,00	ARS	Holding	Integrale	Enel Américas SA	51,50%	26,68%
Dmd Holding As (in Liquidazione)	Trencín	Slovacchia	199.543.284,87	EUR	Produzione di energia	-	Slovenské elektrárne AS	2,94%	0,97%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Dolores Wind SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	2.070.600.646,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Proyectos de Energía Sol y Viento 1 SA de Cv Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	39,20% 60,80%	100,00%
Drift Sand Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	35,00%	50,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
E-Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
E-Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Eastwood Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Echelon Corporation	Wilmington (Delaware)	USA	424.128,16	USD	Produzione di energia	-	Enel Investment Holding BV	7,07%	7,07%
E-distributie Muntenia SA	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	78,00%	78,00%
e-distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	100,00%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	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	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% 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	Equity	EGPNA REP Solar Holdings LLC	100,00%	50,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Stillwater LLC	100,00%	50,00%
EGP Stillwater Solar Pv II LLC	Delaware	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	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%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Holdings II LLC	USA	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Joint venture	Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
EGPNA REP Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	100,00%
EGPNA REP Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	50,00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	50,00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	50,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
El Dorado Hydro LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
EL Paso Solar SAS ESP	Bogotá DC	Colombia	300.000.000,00	COP	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Colombia Sas Esp	100,00%	100,00%
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 SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Elegas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,05%
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%
Electric Motor Werks Inc	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Inc.	100,00%	100,00%
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	165.876,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal) Hidroeléctrica de Catalunya SL	52,54% 47,46%	70,10%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.820,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	500.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.130,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
Electrometalúrgica del Ebro SL	Barcelona	Spagna	2.906.862,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	0,18%	0,12%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	Brasile	Brasile	1.323.486.385,25	BRL	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Investimentos Sudeste SA	100,00%	51,80%
Elini	Bruxelles	Belgio	31.855.683,05	EUR	Associazione di mutua assicurazione	-	Slovenské elektrárne AS	4,26%	1,41%
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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Emgesa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	655.222.310.000,00	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,48%	25,11%
Emittenti Titoli SpA in liquidazione	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Empresa de Generación Eléctrica Marcona SA	Lima	Perù	33.683.424,00	PEN	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Perù Energética Monzón SA	99,99% 0,00%	99,90%
Empresa de Transmisión Chena SA	Santiago	Cile	250.428.941,00	CLP	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Empresa Eléctrica de Colina Ltda Enel Distribución Chile SA	0,10% 99,90%	61,36%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Distrilec Inversora SA Enel Argentina SA	56,36% 43,10%	37,34%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Distribución Chile SA Luz Andes Ltda	100,00% 0,00%	61,37%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Energía y Servicios South America SpA	99,96% 0,05%	61,95%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	175.774.920.733,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	53,68%
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%	31,59%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Panama	58.500.000,00	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Comercialização de Energia SA	Oporto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Madrid	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
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 Generacion Nuclear SA	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	Endesa Energía SA Endesa Generación SA Enel Green Power España SL Energías de Aragón II SL	0,20% 99,20% 0,40% 0,20%	70,10%
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 SL - Enel Sole Srl UTE III	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Endesa Ingeniería SLU - Cobra Instalaciones y Servicios SA UTE	Siviglia	Spagna	-	EUR	Attività di ingegneria	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE IV	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole SRL UTE IX	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE V	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE VI	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE VII	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
ENDESA INGENIERIA SLU - Enel Sole SRL UTE VIII	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole SRL UTE X	Siviglia	Spagna	50,00	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl UTE XII	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Ingeniería SLU - Vestas Eòlica SA UTE	Barcelona	Spagna	3.000,00	EUR	Consulenza ingegneria civile	-	Endesa Ingeniería SLU	19,27%	13,51%
Endesa Ingeniería SLU - Enel Sole Srl U.T.E. XI	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi di pubblica illuminazione	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Madrid	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Gran Bretagna	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	Madrid	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	Integrale	Enel Iberia Srl	70,10%	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 Américas SA	Santiago	Cile	3.575.339.011.549,00	CLP	Holding. Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	51,80%	51,80%
Enel And Shikun&binui Innovation Infralab Ltd	Airport City	Israele	10.000,00	EUR	Attività legali	Integrale	Enel Innovation Hubs S.R.L.	50,00%	50,00%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding	Integrale	Enel Américas SA Gas Atacama Chile SA	99,88% 0,12%	51,74%
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Brasil Investimentos Nordeste 82 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	10.000,00	BRL	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,02%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Brasil Investimentos Nordeste 86 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	10.000,00	BRL	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,02%
Enel Brasil Investimentos Sudeste SA		Brasile	10.000,00	BRL	Attività delle società di partecipazioni e (holding)	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,80%
Enel Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	6.276.994.956,09	BRL	Holding	Integrale	Enel Américas SA	98,50%	51,80%
Enel Chile SA	Santiago	Cile	4.120.836.253.206,00	CLP	Holding. Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Holding Chile S.R.L. Enel SpA Hydromac Energy Srl	0,02% 43,03% 18,88%	61,93%
Enel CIEN SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,80%
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	Equity	Enel Geothermal LLC	100,00%	50,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago	Cile	230.137.980.270,00	CLP	Holding. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Chile SA	99,09%	61,37%
Enel Distribución Perú SAA	Lima	Perù	638.563.900,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Peru SAC	83,15%	43,09%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energía SA de Cv	Città del Messico	Messico	25.000.100,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	Romania	37.004.350,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	78,00%	78,00%
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	-	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L.	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Enel F2i Solare Italia SpA	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Marte Srl	50,00%	50,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.371,00	EUR	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Panama	100.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	50,06%	50,06%
Enel Generación Chile SA	Santiago	Cile	552.777.320.871,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Chile SA	93,55%	57,93%
Enel Generación Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA	75,68%	39,21%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA Hidroinvest SA	8,67% 59,00%	34,05%
Enel Generación Perú SAA	Lima	Perù	2.545.960.353,20	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Peru SAC	83,60%	43,31%
Enel Generación Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Peru SAC	96,50%	49,99%
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	Messico	7.100.100,00	MXN	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	50,00%
Enel Global Infrastructure And Networks S.R.L.	Roma	Italia	10.100.000,00	EUR	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione e su rete elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Roma	Italia	11.000.000,00	EUR	Attività di consulenza imprenditoriale e altra consulenza amministrativo-gestionale e pianificazione aziendale	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel GP Newfoundland and Labrador Inc.	Newfoundland	Canada	1.000,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Green Power Africa Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	46.346.484,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	96,97% 3,03%	100,00%
Enel Green Power Australia Pty Ltd	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Australia Trust	Sydney	Australia	100,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	129.794.830,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Bom Jesus Da Lapa Solar SA	Brasile	Brasile	378.599.747,00	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 Green Power Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	4.024.724.678,00	BRL	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,99% 0,01%	100,00%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Pty Ltd	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia Pty Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia Pty Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Rio de Janeiro	Brasile	245.400.766,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	6.433.983.585,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,75%	51,68%
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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
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	842.086.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Hydromac Energy Srl	99,99% 0,01%	61,93%
Enel Green Power Colombia Sas Esp	Bogotá DC	Colombia	526.222.000,00	COP	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	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 SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Cremzow Gmbh & Co. Kg	-	Germania	1.000,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Germany GmbH ENERTRAG Aktiengesellschaft	90,00% 10,00%	90,00%
Enel Green Power Cremzow Verwaltungs Gmbh	-	Germania	25.000,00	EUR	Servizi alle imprese	Integrale	Enel Green Power Germany GmbH ENERTRAG Aktiengesellschaft	90,00% 10,00%	90,00%
Enel Green Power Cristal Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	144.474.900,00	Brl	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,17% 0,83%	100,00%
Enel Green Power Cristalândia I Eólica SA	Brasile	Brasile	220.018.418,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,94%	99,94%
Enel Green Power Cristalândia II Eólica SA	Brasile	Brasile	368.236.837,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,93%	99,93%
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	73.223.003,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,10% 0,90%	100,00%
Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	Santiago	Cile	353.605.313,37	USD	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0,00% 100,00%	61,93%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	519.612.483,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Delfina Ltda	99,99% 0,01%	100,00%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	149.538.826,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Delfina Ltda	99,98% 0,02%	100,00%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	46.508.322,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Delfina Ltda	99,98% 0,02%	100,00%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	159.170.233,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Delfina Ltda	99,99% 0,01%	100,00%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	160.923.464,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Delfina Ltda	99,98% 0,02%	100,00%
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 Energía y Servicios South America SpA	99,99% 0,01%	100,00%
Enel Green Power Development Srl	Roma	Italia	20.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Diamond Vista Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	146.472.009,00	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 SpA Energía y Servicios South America SpA	99,90% 0,10%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
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 SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Alberta (Canada)	Canada	1.000,00	CAD	Holding	Integrale	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%
Enel Green Power Emiliania Eolica 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	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	138.385.174,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,20% 0,80%	100,00%
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	232.629.073,00	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	Posseduta per la vendita	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Germany GmbH	Monaco	Germania	25.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Global Investment Bv	Amsterdam	Olanda	10.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	45,57%
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	100.000,00	GTQ	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	98,00% 2,00%	100,00%
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	Alberta (Canada)	Canada	1.000,00	CAD	Holding	Integrale	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc.	1,00% 99,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	8.095.350,00	EUR	Holding, Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply A.S.	Maroussi	Grecia	600.000,00	EUR	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	Maroussi	Grecia	84.099.641,00	EUR	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (già Hilltopper Wind Power LLC)	Dover (Delaware)	USA	1,00	USD	Operator Wind	Integrale	Hilltopper Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Horizonte Mp Solar SA	Brasile	Brasile	488.696.053,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	176.552.644,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,09% 99,91%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	180.135.933,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,09% 99,91%	100,00%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	353.879.143,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,09% 99,91%	100,00%
Enel Green Power Joana Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	165.000.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
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 Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	90.722.530,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,20% 0,80%	100,00%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	2.399.774.165,00	MXN	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	167.050.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	147.850.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morocco SARLAU	Marocco	Marocco	1.000.000,00	MAD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	328.791.942,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	294.991.942,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	Brasile	25.600.100,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	Namibia	100,00	NAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	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 SpA	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 SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Lapa Solar SA	Brasile	Brasile	366.352.371,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Enel Green Power Nova Olinda B Solar SA	Brasile	Brasile	452.903.076,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda C Solar SA	Brasile	Brasile	382.703.076,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	384.003.076,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda Sul Solar SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	196.076.538,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power Panama SA	Panama	Panama	3.000,00	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Parapanema SA	Rio de Janeiro	Brasile	123.350.100,00	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'	387.009.088,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,99% 0,01%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
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 Projetos 22 SA	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 31 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 32 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 33 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 34 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 35 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 36 SA	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Enel Green Power Projetos 37 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 38 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 39 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 40 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 41 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 0,10%	99,10%
Enel Green Power Projetos 42 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 43 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 44 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Green Power Projetos 45 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 46 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 47 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Projetos 1 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Operazioni di trading	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,80%
Enel Green Power Projetos 17 SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia 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 Rattlesnake Creek Wind Project LLC (ex Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Lincoln (Nebraska)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Rusu de Sus (Nu?eni)	Romania	2.430.631.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	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 Srl	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
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 Rus Limited Liability Company	Mosca	Russia	25.500.000,00	RUB	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Salto Apiacás SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	246.219.552,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	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 Sannio	Roma	Italia	750.000,00	EUR	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	110.313.687,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 1 SA (ex EGP Projetos 10)	Brasile	Brasile	676.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (ex EGP Projetos 15)	Brasile	Brasile	676.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 2 SA (ex EGP Projetos 11)	Brasile	Brasile	676.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 99,99%	99,99%
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA (ex EGP Projetos 16)	Brasile	Brasile	676.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA (ex EGP Projetos 30)	Brasile	Brasile	676.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA (ex EGP Projetos 12)	Brasile	Brasile	676.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA (ex EGP Projetos 13)	Brasile	Brasile	676.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA (ex EGP Projetos 14)	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	676.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Alba Energia Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,00% 100,00%	100,00%
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA (ex Enel Green Power Projetos 19 SA)	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power SAO Judas 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 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%
Enel Green Power Singapore Pte. Ltd.	Singapore	Repubblica di 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 e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	272.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
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	119.517.360,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,08% 0,92%	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 Şirketi	Istanbul	Turchia	61.654.658,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Uruguay SA	Oficina 1508	Uruguay	145.516.132,98	UYU	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA (ex EGP Projetos 2)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA (ex EGP Projetos 21)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA (ex EGP Projetos 23)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA (ex EGP Projetos 24)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA (ex EGP Projetos 25)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA (ex EGP Projetos 26)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA (ex EGP Projetos 27)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA (ex EGP Projetos 3)	Brasile	Brasile	1.000,00	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 Ventos de Santa Ângela 20 SA (ex EGP Projetos 28)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (ex EGP Projetos 19)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (ex EGP Projetos 4)	Brasile	Brasile	1.000,00	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 Ventos de Santa Ângela 4 SA (ex EGP Projetos 6)	Brasile	Brasile	1.000,00	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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (ex EGP Projetos 7)	Brasile	Brasile	1.000,00	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 Ventos de Santa Ângela 6 SA (ex EGP Projetos 8)	Brasile	Brasile	1.000,00	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 Ventos de Santa Ângela 7 SA (ex EGP Projetos 9)	Brasile	Brasile	1.000,00	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 Ventos de Santa Ângela 8 SA (ex EGP Projetos 18)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,90% 0,10%	100,00%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (ex EGP Projetos 20)	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,10%	0,10%
Enel Green Power Ventos de Santa Esperanza 13	Brasile	Brasile	1.000,00	BRL	Generazione e vendita di energia eolica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Villorresi 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 Green Power Zambia Limited	Lusaka	Zambia	15.000,00	ZMW	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Africa Srl Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Zeus li - Delfina 8 SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000,00	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 Holding Cile S.R.L.	Roma	Italia	20.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Iberia Srl	Madrid	Spagna	336.142.500,00	EUR	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs S.R.L.	Roma	Italia	1.100.000,00	EUR	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Insurance Nv	Amsterdam	Olanda	60.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia Srl	Roma	Italia	50.100.000,00	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 Minnesota Holdings LLC	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 X Italia SpA	100,00%	100,00%
Enel Peru SAC	Lima	Perù	5.361.789.105,00	PEN	Holding	Integrale	Enel Américas SA	100,00%	51,80%
Enel Productie Srl	Bucarest	Romania	20.210.200,00	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	1.800.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rinnovabile SA de Cv	México D.F.	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Global Investment Bv Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Romania SA	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Rus Wind Azov Limited Liability Company	Mosca	Russia	10.000,00	RUB	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Generation LLC	Mosca	Russia	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Rus Wind Kola LLC	Murmansk	Russia	10.000,00	RUB	-	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Russia PJSC	Ekaterinburg	Russia	35.371.898.370,00	RUB	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	56,43%	56,43%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Geothermal LLC	100,00%	50,00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al-Khobar	Arabia Saudita	5.000.000,00	SAR	Gestione delle attività relative alla partecipazioni e alle gare indette da SEC per lo sviluppo dello "Smart metering e Grid Automation"	Integrale	e-distribuzione SpA	60,00%	60,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	E - DISTRIBUTIE Banat SA E - DISTRIBUTIE Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel X Srl	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	Equity	Enel Geothermal LLC	100,00%	50,00%
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	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina S.R.L.	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	55,00% 45,00%	51,78%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enel Trading North America LLC	USA	USA	10.000.000,00	USD	Operazioni di trading	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	100,00%
Enel X Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	52.572.136,56	BRL	Attività elettrica	Integrale	Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA Enel Brasil SA	0,01% 99,99%	51,80%
Enel X Canada Inc	Vancouver	Canada	1.000,00	CAD	Holding	Integrale	Enernoc Ltd.	100,00%	10,00%
Enel X Colombia SAS	Bogotá DC	Colombia	5.000.000.000,00	COP	Installazione, manutenzione e riparazione di impianti elettronici	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	25,08%
Enel X International S.R.L.	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Attività delle società di partecipazioni e (holding)	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia SpA	Roma	Italia	200.000.000,00	EUR	Upstream gas	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Mobility Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Attività nel settore della mobilità elettrica	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Rus LLC	-	Russia	8.000.000,00	RUB	-	Integrale	Enel X International S.R.L. Giulio Carone	99,00% 1,00%	99,00%
Enel X Srl	Roma	Italia	1.050.000,00	EUR	Holding	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.Si Srl	Roma	Italia	5.000.000,00	EUR	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	60.108,80	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor And Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	5.000.000,00	SAR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower Do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000,00	BRL	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Energía y Servicios South America SpA	99,99% 0,01%	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 e di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	27,00%	18,93%
Energética Monzón SAC	Lima	Perù	6.463.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Perú SA Energía y Servicios South America SpA	99,99% 0,01%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Energía Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	96.160,00	EUR	Generazione e fornitura di energia elettrica	Integrale	Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Energía Eólica Alto del Llano, SLU	Valencia	Spagna	3.300,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Energía Eólica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía 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%
Energía Limpia de Amistad, S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	33.452.769,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Proyectos de Energía Sol y Viento 4 SA de Cv Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	39,20% 60,80%	100,00%
Energía Limpia de Palo Alto, S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	673.583.489,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Proyectos de Energía Sol y Viento 2 SA de Cv Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	39,20% 60,80%	100,00%
Energía 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%	15,48%
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	51.879.307,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,90% 0,01%	99,91%
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,04% 99,96%	100,00%
Energía Solar Onda UTE	Castellón de la Plana	Spagna	1.000,00	EUR	Impianti fotovoltaici	-	Endesa Energía SA	25,00%	17,53%
Energía y Servicios South America SpA	Santiago	Cile	1.500.001,73	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	546.919,10	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	54,95%	38,52%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,74%
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	53,98%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	963.300,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	56,08%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Energías Renovables La Mata SAPI de CV	Città del Messico	Messico	656.615.400,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	99,99% 0,01%	100,00%
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	750.400.000,00	MAD	Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación SA	32,00%	22,43%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	2.191.200,00	EUR	Gestione della rete in fibra ottica	Equity	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
ENergy Hydro Piave Srl	Soverzene	Italia	800.000,00	EUR	Acquisto e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Energy Response Holdings Pty Ltd	Melbourne	Australia	630.451,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Australia Pty Ltd	100,00%	100,00%
Energy Storage Resources LLC	Wilmington (Delaware)	USA	10,00	USD	Holding	Equity	EGP Energy Storage Holdings LLC Plus Power LLC	10,00% 90,00%	10,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	100,00%
Enernoc Australia Pty Ltd	Melbourne	Australia	2.324.698,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L.	100,00%	100,00%
Enernoc Battery Storage Limited Partnership	Vancouver	Canada	10.000,00	CAD	-	Integrale	Enel X Canada Inc Enernoc Ltd.	0,01% 99,99%	10,00%
Enernoc Brasil Gerenciamento de Energia	San Paolo	Brasile	117.240,00	BRL	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Ireland Holding Limited Enernoc Uk li Limited	0,00% 100,00%	100,00%
Enernoc Energy Intelligence Software Private Limited	Marathon Chamber - A	India	45.000,00	INR	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L. Enernoc Inc.	100,00% 0,00%	100,00%
Enernoc Federal LLC	Delaware	USA	5.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Inc.	100,00%	100,00%
Enernoc GmbH	Darmstadt	Germania	25.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Inc.	100,00%	100,00%
Enernoc Inc.	Delaware	USA	1.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L.	100,00%	100,00%
Enernoc Ireland Holding Limited	-	Irlanda	100.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L.	100,00%	100,00%
Enernoc Ireland Limited	-	Irlanda	100.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Ireland Holding Limited	100,00%	100,00%
Enernoc Japan K.K.	Tokyo	Giappone	165.000.000,00	JPY	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L.	60,00%	60,00%
Enernoc Korea Limited	Seul	Korea	1.200.000.000,00	KRW	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L.	100,00%	100,00%
Enernoc Ltd.	Oakville	Canada	1.000,00	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L.	10,00%	10,00%
Enernoc New Zealand Limited	Wellington	Nuova Zelanda	313.606,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings Pty Ltd	100,00%	100,00%
Enernoc Polska Sp Z Oo	Varsavia	Polonia	5.000,00	PLN	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Ireland Holding Limited	100,00%	100,00%
Enernoc Pty Ltd	Melbourne	Australia	9.880,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings Pty Ltd	100,00%	100,00%
Enernoc Taiwan Ltd	Taipei City	Taiwan	30.000.000,00	TWD	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Ireland Holding Limited	100,00%	100,00%
Enernoc Uk li Limited	Londra	Gran Bretagna	21.000,00	GBP	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Uk Limited	100,00%	100,00%
Enernoc Uk Limited	Londra	Gran Bretagna	10.001,00	GBP	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International S.R.L.	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Entech (china) Information Technology Co Ltd	China	Cina	1.500,00	EUR	Energia rinnovabile	Equity	Enernoc Uk li Limited	50,00%	50,00%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Delaware	USA	1.500,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Inc.	100,00%	100,00%
Eólica del Cierzo SLU	Saragozza	Spagna	225.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Eólica del Principado Sau	-	Spagna	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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%	35,40%
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 México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	56,98% 39,50%	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%	56,08%
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%	38,56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura (Las Palmas)	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
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%	28,04%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
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%	42,06%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Epm Eolica Dolores SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Epresa Energía SA	Cadice	Spagna	2.500.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	50,00%	35,05%
ErecoSalz SL	Saragozza	Spagna	18.030,36	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	33,00%	23,13%
Essex Company LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448.000,00	UYU	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Uruguay SA	100,00%	100,00%
Etra Catalunya SA - Moncobra SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Barcellona	Spagna	-	EUR	Consulenza per servizi di ingegneria	-	Endesa Ingeniería SLU	20,00%	14,02%
European Energy Exchange AG	Lipsia	Germania	40.050.000,00	EUR	Trading di commodity	-	Enel Trade SpA	2,22%	2,22%
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%	49,07%
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%	51,59%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	Spagna	100.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
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%	45,57%
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%	63,09%
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%	63,09%
Ferrovial Servicios SA - Endesa Energía SAU, UTE	Madrid	Spagna	1.000,00	EUR	Centro di gestione di energia	-	Endesa Energía SA	25,00%	17,53%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Florence Hills LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Fowler Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	100,00%
Fulcrum LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Furatena Solar 1 SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Garob Wind Farm (Pty) Ltd	-	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	589.318.016.243,00	CLP	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Chile SA Enel Generación Chile SA	2,63% 97,37%	58,04%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Enel Generación Chile SA Gas Atacama Chile SA	0,03% 99,97%	58,04%
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	58,04%
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	Willison (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	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Genability Inc.	(vuoto)	USA	1.000,00	USD	-	Equity	Enernoc Inc.	45,10%	45,10%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	1,00% 99,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Generadora Eolica Alto Pacora SA	Panama	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	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	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 Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,01% 99,99%	100,00%
Generadora Solar Caldera SA	Panama	Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Generadora Solar Tolé SA	Panama	Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	326.577.419.702,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	84,59%	52,38%
Gestión del Aeropuerto de Burgos SA (In Liquidazione)	Burgos	Spagna	1.057.760,00	EUR	Acquisto, produzione e vendita di energia elettrica	-	Nuclenor SA	1,70%	0,60%
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%
Global Coal Limited	Londra	Gran Bretagna	55.221,00	USD	Trading di carbone ed attività connesse	-	Enel Trade SpA	5,37%	5,37%
Global Energy Partners Inc.	Delaware	USA	100.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Inc.	100,00%	100,00%
Global Energy Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Global Energy Partners Inc.	100,00%	100,00%
Globyte SA	San José	Costa Rica	900.000,00	CRC	-	-	Enel Green Power Costa Rica	10,00%	10,00%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Enel Generación Chile SA	33,33%	19,31%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
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 dell'impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,27%
Gratiot Farms Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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 Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hastings Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Hidroeléctrica de Ouro SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Hidroeléctrica Don Rafael 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%
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	Barcellona	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	Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	41,94% 54,76%	50,06%
Hidromondego - Hidroelectrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	10,00% 90,00%	70,10%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
High Shoals LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
High Street Corporation Pty Ltd.	Melbourne	Australia	2,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings Pty Ltd	100,00%	100,00%
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%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	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%	35,75%
Hope Creek LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hospital Juan Ramón Jiménez UTE	Madrid	Spagna	6.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	-	Endesa Energía SA	50,00%	35,05%
Hydro Development Group Acquisition LLC	Albany (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Hydro Energies Corporation	Willison	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%
Hydromac Energy Srl	Roma	Italia	18.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel Holding Chile S.R.L.	100,00%	100,00%
Idrosicilia SpA	Milano	Italia	22.520.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Equity	Enel SpA	1,00%	1,00%
I-EM Srl	Torino	Italia	28.571,43	EUR	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Ingendesa Do Brasil Ltda em liquidação	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Enel Generación Chile SA Gas Atacama Chile SA	1,00% 99,00%	58,04%
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	12,50%	8,76%
Instalaciones Inabensa SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Siviglia	Spagna	-	EUR	Servizi nel settore energetico	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.428.520,00	EUR	Holding	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
International Multimedia University Srl (in fallimento)	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione	-	Enel Italia Srl	13,04%	13,04%
Inversora Codensa Sas	Bogotá DC	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	25,07%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding	Integrale	Enel Américas SA	57,14%	29,60%
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	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jessica Mills LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Juicenet GmbH	Berlin	Germania	25.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Electric Motor Werks Inc	100,00%	100,00%
Juicenet Ltd	Londra	Gran Bretagna	1,00	GBP	-	Integrale	Electric Motor Werks Inc	100,00%	100,00%
Julia Hills LLC	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 Eoliko 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%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
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%
Kino Contractor SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Kino Facilities Manager SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Kirklareli Eoliko Enerji Elektrik Üretim Ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	5.250.000,00	TRY	-	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%
Korea Line Corporation	Seul	Korea	119.777.560.000,00	KRW	Shipping	-	Enel Trade SpA	0,26%	0,26%
Kromschroeder SA	Barcellona	Spagna	627.126,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	29,26%	20,51%
La Pereda CO ₂ 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	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Lake Emily Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Lake Pulaski Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	-	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Lindah Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Lindah Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Lindah Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
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 (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Little Elk Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Littleville Power Company Inc	Boston	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	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	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	Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
LLC Azovskaya VES	Mosca	Russia	10.000,00	RUB	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
LLC Belomechetskaya Wps	Mosca	Russia	10.000,00	RUB	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Retfinskaya GRES	Reftinskiy	Russia	10.000,00	RUB	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
LLC Rodnikovskaya Wps	Mosca	Russia	10.000,00	RUB	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100,00%	100,00%
Lone Pine Wind Inc	Canada	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lone Pine Wind Project LP	Canada	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lower Saranac Hydro Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% 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	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00%	100,00%
Lowline Rapids LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enel Chile SA Enel Distribución Chile SA	0,10% 99,90%	61,36%
Lybian ITalian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I)	Tripoli	Libia	1.350.000,00	EUR	Produzione di energia	-	Enelpower SpA	0,33%	0,33%
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%
Marengo Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Fotovoltaico	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Marte Srl	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
MARUDHAR WIND ENERGY PRIVATE LIMITED	Gurgaon	India	100.000,00	INR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	BLP ENERGY PRIVATE LIMITED	99,00%	75,79%
Más Energía S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	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%
Mcbride Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Equity	Nuclenor SA	50,00%	17,53%
Metro Wind LLC	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	181.728.901,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	Spagna	3.000.000,00	EUR	Operatore di mercato del gas	-	Endesa SA	1,35%	0,95%
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%
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Saragozza	Spagna	3.346.993,04	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	5,39%	3,78%
Minicentrales del Canal de Las Bardenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL	15,00%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	25,59%
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%
Miranda Plataforma Logística SA	Miranda de Ebro (Burgos)	Spagna	1.800.000,00	EUR	Sviluppo regionale	-	Nuclenor SA	0,22%	0,08%
Missisquoi Associates LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Montrose Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Msn Solar Tres SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	61,93%
Navalvillar Solar SL	Madrid	Spagna	3.000,00	EUR	Fotovoltaico	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Nevkan Inc	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Newbury Hydro Company 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%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	Zambia	10.000,00	ZMW	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Africa Srl	80,00%	80,00%
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	Impianti nucleari	Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,05%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	5.204.028,73	EUR	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione e del GNL	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Nxuba Wind Farm (Pty) Ltd	-	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Nyc Storage (353 Chester) Spe LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Demand Energy Networks Inc.	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se As	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di security	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Ogk-5 Finance LLC	Mosca	Russia	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Omip - Operador Do Mercado Ibérico (Portugal) Sgps SA	Lisbona	Portogallo	2.610.000,00	EUR	Operatore del mercato elettrico	-	Endesa SA	5,00%	3,51%
Open Fiber SpA	Milano	Italia	250.000.000,00	EUR	Installazione, manutenzione e riparazione di impianti elettronici	Equity	Enel SpA	50,00%	50,00%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	Spagna	2.000.000,00	EUR	Operatore del mercato elettrico	-	Endesa SA	5,00%	3,51%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	50,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	50,00%
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	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	-	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione e di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,36%
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.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 (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Papeleira Coreboard SA	São Paio de Oleiros	Portogallo	5.600.000,00	EUR	Fabbricazione di carta	-	Enel Green Power España SL	2,15%	1,51%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,09%
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Madrid	Spagna	1.183.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Parc Eolic Los Aligars SL	Madrid	Spagna	1.313.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Parque Eólico A Capelada S.L (Sociedad Unipersonal)	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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%	56,08%
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%	52,58%
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%	35,16%
Parque Eólico de Farlan SLU	Madrid	Spagna	3.006,00	EUR	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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%	57,48%
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	66,33%	46,50%
Parque Eólico del Castillo SA	Buenos Aires	Argentina	1.201.745,00	ARS	Holding	Integrale	Enel Green Power Argentina SA	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Parque Eólico Delfina Ltda	Brasile	Brasile	6.963.977,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile		Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,99% 0,01%	100,00%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	3.810.340,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,09%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	75,50%	52,93%
Parque Eólico Muniesa SL	Madrid	Spagna	3.006,00	EUR	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Brasile	Brasile	4.096.626,00	BRL	Generazione e vendita di energia eolica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	Argentina	6.500.000,00	ARS	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Argentina SA Parque Eólico del Castillo SA	20,00% 80,00%	100,00%
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%	36,45%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	58,00%	40,66%
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0,01% 99,99%	61,93%
Parque Eólico Valle de Los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Chile SA Enel Green Power Chile Ltda	0,01% 99,99%	61,93%
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Proyectos de Energía Sol y Viento 8 SA de Cv Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	39,20% 60,80%	100,00%
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	Argentina	500.000,00	ARS	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Argentina SA Energía y Servicios South America SpA	95,00% 5,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Parque Solar Maipú SpA	Santiago	Cile	404.212.503,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	1,00% 99,00%	61,93%
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 SIMEST SpA	60,91% 34,56% 4,52%	76,64%
Parques Eólicos Gestinver Gestion SL	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Parques Eólicos Gestinver SL	100,00%	70,10%
Parques Eólicos Gestinver SL	Madrid	Spagna	13.050,00	EUR	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA (in liquidazione)	Brindisi	Italia	2.065.000,00	EUR	Ricerca e sviluppo	-	Enel Italia Srl	1,14%	1,14%
Paynesville Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Pegop - Energía Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	0,02% 49,98%	35,05%
Pelzer Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	5.000,00	EUR	Sviluppo delle attività di generazione	Integrale	Endesa Generación li 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% 24,69%	65,00%
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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
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%
Pincher Creek Lp	Alberta (Canada)	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	100,00%
Pine Island Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
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%	39,34%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	USA	1,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
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%
Prairie Rose Transmission LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	50,00%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
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 Energía Renovable III SA	Madrid	Spagna	3.088.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Productor Regional de Energía Renovable SA	Madrid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Productora de Energías SA	Barcellona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Productora Eléctrica Urgelense SA	Lleida	Spagna	4.200.000,00	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	-	Endesa SA	8,43%	5,91%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Promociones Energeticas del Bierzo SL	Madrid	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.835,00	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 Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Proyectos de Energía Sol y Viento 5 SA de Cv Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	39,20% 60,80%	100,00%
Proyecto Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	Messico	56.370.700,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Proyectos de Energía Sol y Viento 7 SA de Cv Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	39,20% 60,80%	100,00%
Proyectos de Energía Sol y Viento 1 SA de Cv	Città del Messico	Messico	849.572.546,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,99% 0,01%	100,00%
Proyectos de Energía Sol y Viento 2 SA de Cv	Città del Messico	Messico	288.584.564,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,00% 1,00%	100,00%
Proyectos de Energía Sol y Viento 3 SA de Cv	Città del Messico	Messico	588.311.066,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,99% 0,01%	100,00%
Proyectos de Energía Sol y Viento 4 SA de Cv	Città del Messico	Messico	116.428.613,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,00% 1,00%	100,00%
Proyectos de Energía Sol y Viento 5 SA de Cv	Città del Messico	Messico	139,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,00% 1,00%	100,00%
Proyectos de Energía Sol y Viento 6 SA de Cv	Città del Messico	Messico	139,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,00% 1,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Proyectos de Energía Sol y Viento 7 SA de Cv	Città del Messico	Messico	139,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,00% 1,00%	100,00%
Proyectos de Energía Sol y Viento 8 SA de Cv	Città del Messico	Messico	139,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,00% 1,00%	100,00%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	27.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,36%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Participación i Speciali Srl Energía y Servicios South America SpA	99,90% 0,10%	100,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	Indonesia	10.000.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
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	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
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 Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca e sviluppo	Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Panama	2.700.000,00	USD	Telecomunicazioni	-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Red Dirt Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Reftinskaya Gres Limited Liability Company	(vuoto)	Russia	10.000,00	RUB	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,01% 99,99%	100,00%
Riverview Lp	Alberta (Canada)	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc.	99,00% 1,00%	100,00%
Rochelle Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Fotovoltaico	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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%
Rock Creek Wind Holdings LLC	USA	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Preferred Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Holding	Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	1,00	USD	Energia rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	100,00%	20,00%
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	100,00%	20,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
RusEnergoSbyt LLC	Mosca	Russia	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
RusEnergoSbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Russia	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	RusEnergoSbyt LLC	50,00%	24,75%
RusEnergoSbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Russia	100.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	RusEnergoSbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthon Ridge LLC	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 - Edesur	50,00%	18,68%
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%	35,05%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
San Francisco de Borja SA	Saragozza	Spagna	60.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,74%
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	Russia	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Russia PJSC Ovk-5 Finance LLC	99,99% 0,01%	56,43%
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	Spagna	207.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
SAT 357-05 Acevedo Reid S.Agraria de Transformación - Endesa Ingeniería SLU UTE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	-	EUR	Fotovoltaico	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Se Služby Inžinierskych Stavieb S.R.O.	Kalná nad Hronom	Slovacchia	200.000,00	EUR	Servizi	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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 Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	100,00%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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%
Sierra EnergyStorage LLC	Camden (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	51,00%	51,00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820,00	EUR	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel Innovation Hubs S.R.L.	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%	11,71%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	19,72%
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%	67,30%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Slate Creek Hydro Company LLC	95,00%	47,50%
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	25.010.000,00	EUR	Holding	Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby S.R.O.	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká Republika, S. R. O.	Praha	Repubblica Ceca	295.819,00	CZK	Fornitura di energia elettrica	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Smart P@Per SPA	Potenza	Italia	2.184.000,00	EUR	Servizi	-	Servizio Elettrico Nazionale SpA	10,00%	10,00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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	Enel Chile SA	57,50%	35,61%
Sociedad Bilbao Gas Hub SA	Biscaglia (Bilbao)	Spagna	999.270,48	EUR	Operatore di mercato del gas	-	Endesa SA	1,66%	1,16%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	64,74%	45,38%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
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%	35,05%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	Spagna	2.404.048,42	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	42,06%
Sociedad Para El Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA	Córdoba	Spagna	86.060,00	EUR	Sviluppo regionale	-	Endesa Generación SA	1,82%	1,28%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá DC	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Emgesa SA ESP	94,95%	25,08%
							Inversora Codensa Sas	4,90%	
Sol Real Istmo SA	Panama	Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Somersworth Hydro Company Inc	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	Istanbul	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%	25,24%
Southwest Transmission LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Spartan Hills LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Stillman Valley Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	Messico	1.811.016.348,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	55,21%	95,37%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	40,16%	
Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000,00	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 vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA (Sociedad Unipersonal)	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	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%
Tae Technologies Inc.	USA	USA	53.207.936,90	USD	Produzione di energia elettrica	-	Enel Produzione SpA	1,27%	1,27%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel F2i Solare Italia SpA	100,00%	50,00%
Tauste Energía Distribuida, SL	Saragozza	Spagna	60.508,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL Posidonia Inversiones	51,00%	35,75%
								49,00%	
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,55%
Tecnoquat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	75,00%	75,00%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Electrica 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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	Città del Messico	Messico	2.858.370.251,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Energía y Servicios South America SpA	99,99% 0,01%	100,00%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Russia	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Russia PJSC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di impianti	Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	1,42% 5,33% 18,85%	8,80%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di impianti	Equity	Central Dock Sud SA Enel Generación Costanera SA Enel Generación El Chocón SA	1,42% 5,33% 18,85%	8,80%
Termotec Energía Aie In Liquidazione	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione e di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
Testing Stand of Ivanovskaya GRES OJSC	Ivanovskaya	Russia	360.164.012,00	RUB	Produzione di energia elettrica	-	Enel Russia PJSC	1,80%	1,02%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100,00%	100,00%
Tko Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
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	26.887,96	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,36%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	19,90%	19,90%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% possesso Gruppo
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala	Guatemala	233.561.800,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,00% 100,00%	100,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	440.644.600,00	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Gas Atacama Chile SA	50,00%	29,02%
Transportadora de Energía SA-TESA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA Enel CIEN SA	0,00% 100,00%	51,80%
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 Energy Inc.	Delaware	USA	5.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enernoc Inc.	100,00%	100,00%
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	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	Equity	Twin Falls Hydro Company LLC	99,51%	49,76%
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Twin Lake Hills LLC	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%
Tynemouth Energy Storage Limited	Londra	Gran Bretagna	2,00	GBP	Servizi	Integrale	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	100,00%	100,00%
Ufefys SLin liquidazione	Aranjuez	Spagna	304.150,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
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	Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Valdecaballero Solar SL	Madrid	Spagna	3.000,00	EUR	Fotovoltaico	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	3.500.000,00	TRY	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Vientos del Altiplano, S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	1.455.854.094,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Proyectos de Energía Sol y Viento 3 SA de Cv Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	39,20% 60,80%	100,00%
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Proyectos de Energía Sol y Viento 6 SA de Cv Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento Sapi de Cv	39,20% 60,80%	100,00%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	Spagna	160.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	67,00%	46,97%
Walden Hydro 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%	51,00%
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%
Wespire Inc.	(vuoto)	USA	1.000,00	USD	-	Equity	Enernoc Inc.	11,21%	11,21%
West Faribault Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
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%	51,00%
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%
Wild Run Lp	Calgary (Alberta)	Canada	10,00	CAD	Holding	Integrale	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	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 Parks Anatólis - Prínias SA	Maroussi	Grecia	1.178.188,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia 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%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Wind Parks of Katharas SA	Maroussi	Grecia	738.648,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Kerasias SA	Maroussi	Grecia	905.990,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Milias SA	Maroussi	Grecia	1.004.774,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Mitikas SA	Maroussi	Grecia	742.639,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	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	595.467,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia 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 Spiliias SA	Maroussi	Grecia	817.490,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia 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 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	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso	% Gruppo
Woods Hill Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
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	Enel Américas SA	22,22%	11,51%
Yedesa-cogeneración SA	Almería	Spagna	234.394,72	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137