

Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2017



Indice

Relazione intermedia sulla gestione

La nostra missione	6
Modello organizzativo di Enel.....	7
Organi sociali	9
Sintesi dei risultati	10
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo	18
Risultati per area di attività	29
> Italia	33
> Iberia	40
> America Latina	45
> Europa e Nord Africa.....	51
> Nord e Centro America	57
> Africa Sub-Sahariana e Asia	61
> Altro, elisioni e rettifiche	64
Fatti di rilievo del primo semestre 2017	66
Scenario di riferimento	73
Principali rischi e incertezze	91
Prevedibile evoluzione della gestione	97
Informativa sulle parti correlate	97

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato	99
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	100
Stato patrimoniale consolidato	101
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	103
Rendiconto finanziario consolidato.....	104
Note illustrative.....	105
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	152

Allegati 154

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2017	155
--	-----

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 8 aprile 2016, il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, anche al fine di avviare il processo di integrazione di Enel Green Power. In particolare, fra le principali novità introdotte dalla nuova struttura organizzativa si segnalano:

- > il riassetto delle geografie di presenza del Gruppo, con la valorizzazione di paesi che rappresentano le nuove opportunità di business nel mondo e che sono paesi in cui la presenza del Gruppo Enel si è finora concretizzata per il tramite di Enel Green Power. Si passa quindi da una matrice con 4 aree geografiche a una con 6. Si confermano la Country "Italia" e le aree geografiche di "Iberia" e "America Latina", mentre l'area di Europa dell'Est si estende diventando "Europa e Nord Africa". Entrano inoltre due nuove aree geografiche: "Nord e Centro America" e "Africa Sub Sahariana e Asia". Le 6 geografie continueranno ad avere il ruolo di presidio e integrazione dei business a livello locale, favorendo lo sviluppo di tutti i segmenti della catena del valore. A livello geografico, nei paesi di compresenza sia del business convenzionale sia rinnovabile, verrà inoltre unificata la figura del Country Manager;
- > la convergenza dell'intera filiera idroelettrica nell'ambito della linea di business delle energie rinnovabili;
- > la gestione integrata del dispacciamento della flotta di generazione, rinnovabile e termica, da parte dell'Energy Management di Country, nell'ambito delle linee guida stabilite dalla Divisione Global Trading.

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

- > *Linee di Business Globali* (Generazione Termoelettrica Globale e Trading, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni ed il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo. Il 12 settembre 2016, a seguito della positiva esperienza in Italia di Enel Open Fiber, Enel ha creato una nuova unità di business a livello globale, nell'ambito della Global Business Line Infrastrutture e reti, con il compito di gestire questa nuova dimensione strategica del gruppo sia in Italia sia nel resto del mondo. La nuova unità di business "Global Fiber Optic Infrastructures" avrà la missione di definire strategie e realizzare modelli di business per lo sviluppo di infrastrutture in fibra ottica da parte del Gruppo a livello globale;
- > *Geografie* (Italia, Iberia, America Latina, 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 ed autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni;

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

- > *Funzioni Globali di Servizio* (Acquisti e ICT), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;
- > *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Rapporti con l'Unione Europea, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.

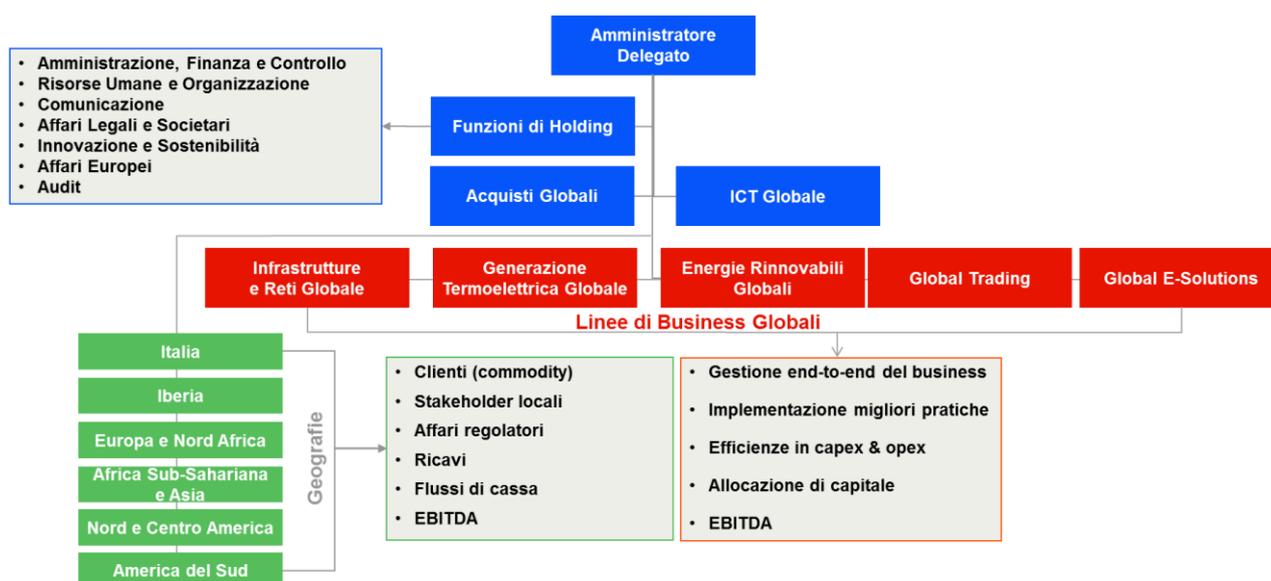
La nuova struttura organizzativa ha modificato la struttura del reporting, l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo e, coerentemente, **la rappresentazione dei risultati consolidati già a partire dal 30 settembre 2016**.

Conseguentemente, nel presente Resoconto intermedio di gestione, i risultati per settore di attività sono commentati seguendo il nuovo assetto organizzativo e tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach". Analogamente sono stati ripresentati, per fini comparativi, i dati relativi al secondo trimestre del 2016.

Come preannunciato già nel corso del Capital Markets Day a novembre 2016, il 28 aprile 2017 è stata introdotta una nuova Global Business Line, denominata "E-Solutions" al fine di favorire l'attenzione al cliente e la digitalizzazione quali acceleratori di valore all'interno del piano strategico 2017-2019. La nuova business line infatti si occuperà di soluzioni digitali avanzate quali soluzioni per l'efficienza energetica, "segnalazioni intelligenti", fibra ottica, illuminazione; prodotti mini-grid, generazione distribuita, servizi domanda-risposta, veicoli elettrici, strutture di ricarica, mobilità integrata; applicazioni smart, servizi per la casa e la famiglia, servizi finanziari.

Dall'ideazione allo sviluppo tecnologico, dalle prove di collaudo al marketing passando per le vendite e le attività post-vendita, la Global E-Solutions gestirà un portfolio trasversale per l'intero ciclo di vita, assicurando, attraverso tutte le leve e le best practice disponibili, uno scouting mirato a trovare nuove tecnologie e sviluppare modelli di business così come nuovi flussi di entrate in modo tale da poter raggiungere nuovi territori.

Nei prossimi mesi la nuova organizzazione verrà progressivamente implementata nelle Country del Gruppo, e conseguentemente verrà adeguata anche la reportistica per segmento operativo.



Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Patrizia Grieco

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Francesco Starace

Consiglieri

Alfredo Antoniozzi

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

Sintesi dei risultati

I dati inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale relativi al secondo trimestre 2017, comparati con i corrispondenti valori riferiti al secondo trimestre 2016, non sono assoggettati a revisione contabile né a revisione contabile limitata.

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato, che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

In merito a tali indicatori, il 3 dicembre 2015, Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15 che rende 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), ad eccezione di quelle realizzate nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il nuovo 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" ad esclusione:

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Titoli detenuti sino a scadenza (Held to Maturity)", degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value 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” ad 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 ed 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	
2017	2016		2017	2016
16.949	16.278	Ricavi	36.315	34.150
3.764	4.036	Margine operativo lordo	7.678	8.053
2.329	2.540	Risultato operativo	4.854	5.210
1.189	1.287	Risultato netto del Gruppo e di terzi	2.493	2.592
864	895	Risultato netto del Gruppo	1.847	1.834
		Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,18	0,19
		Capitale investito netto	90.594	90.128 ⁽¹⁾
		Indebitamento finanziario netto	38.826	37.553 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto (incluse interessenze di terzi)	51.768	52.575 ⁽¹⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,42	3,56 ⁽¹⁾
		Cash flow da attività operativa	4.036	4.196
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ⁽²⁾	3.465	3.465

(1) Al 31 dicembre 2016.

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

I **ricavi** del primo semestre 2017 sono pari a 36.315 milioni di euro con un incremento di 2.165 milioni di euro (+6,3%) rispetto al primo semestre 2016. L'incremento, favorito anche dall'effetto della variazione dei tassi di cambio (pari a 595 milioni di euro e particolarmente concentrato in America Latina), è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi per vendita di energia ai clienti finali, per trasporto di energia elettrica, alle maggiori attività di trading di energia elettrica nonché alla vendita di combustibili. Tali effetti sono solo parzialmente compensati da minori vendite all'ingrosso e dall'effetto delle variazioni di consolidamento per 767 milioni di euro, prevalentemente riferibile al saldo netto tra gli effetti della cessione di Slovenské elektrárne (1.068 milioni di euro) e della perdita di controllo di EGPNA REP (149 milioni di euro) e l'acquisizione di CELG-D (596 milioni di euro). Si segnala infine che i ricavi del primo semestre del 2017 includono la plusvalenza relativa alla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas per 146 milioni di euro, mentre nel primo semestre 2016 includono la plusvalenza di 124 milioni di euro relativa alla cessione di Hydro Dolomiti Enel.

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Italia	18.677	17.605	1.072	6,1%
Iberia	9.960	9.171	789	8,6%
America Latina	6.513	5.105	1.408	27,6%
Europa e Nord Africa	1.157	2.304	(1.147)	-49,8%
Nord e Centro America	365	462	(97)	-21,0%
Africa Sub-Sahariana e Asia	46	9	37	-
Altro, elisioni e rettifiche	(403)	(506)	103	20,4%
Totale	36.315	34.150	2.165	6,3%

Il **marginale operativo lordo**, pari a 7.678 milioni di euro, evidenzia un decremento di 375 milioni di euro (-4,7%) rispetto al primo semestre 2016. In particolare, tenuto conto che l'effetto negativo derivante dalle variazioni nel perimetro di consolidamento (pari a 258 milioni di euro) è quasi interamente assorbito dall'effetto positivo del deprezzamento dell'euro nei confronti delle altre valute (con un effetto netto pari a 208 milioni di euro) e dal maggior peso delle sopraccitate plusvalenze da cessione (22 milioni di euro), la variazione è prevalentemente ascrivibile al calo della marginalità in Iberia, che risente principalmente degli effetti della siccità sul margine di generazione e sui costi di

approvvigionamento delle commodity e che ha più che compensato i migliori risultati in Italia, soprattutto sul mercato retail.

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Italia	3.667	3.679	(12)	-0,3%
Iberia	1.596	1.973	(377)	-19,1%
America Latina	2.058	1.730	328	19,0%
Europa e Nord Africa	277	421	(144)	-34,2%
Nord e Centro America	218	327	(109)	-33,3%
Africa Sub-Sahariana e Asia	28	1	27	-
Altro	(166)	(78)	(88)	-
Totale	7.678	8.053	(375)	-4,7%

Il **marginale operativo lordo ordinario** ammonta a 7.532 a milioni di euro, con un decremento di 397 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016 (-5,0%). Le partite straordinarie dei primi sei mesi del 2017, non contenute nel margine operativo lordo ordinario, sono quelle citate precedentemente nel commento ai ricavi.

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Italia	3.667	3.555	112	3,2%
Iberia	1.596	1.973	(377)	-19,1%
America Latina	1.912	1.730	182	10,5%
Europa e Nord Africa	277	421	(144)	-34,2%
Nord e Centro America	218	327	(109)	-33,3%
Africa Sub-Sahariana e Asia	28	1	27	-
Altro	(166)	(78)	(88)	-
Totale	7.532	7.929	(397)	-5,0%

Il **risultato operativo** ammonta a 4.854 milioni di euro, con un decremento di 356 milioni di euro (-6,8%) rispetto all'analogo periodo del 2016, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 19 milioni di euro.

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Italia	2.549	2.582	(33)	-1,3%
Iberia	789	1.094	(305)	-27,9%
America Latina	1.387	1.247	140	11,2%
Europa e Nord Africa	172	239	(67)	-28,0%
Nord e Centro America	123	199	(76)	-38,2%
Africa Sub-Sahariana e Asia	7	(2)	9	-
Altro	(173)	(149)	(24)	-16,1%
Totale	4.854	5.210	(356)	-6,8%

Il **risultato operativo ordinario**, che oltre alle partite escluse dal margine operativo lordo ordinario non include l'impairment rilevato nel primo semestre 2016 sulle attività di upstream gas per 39 milioni di euro, ammonta a 4.708 milioni di euro, con un decremento di 417 milioni di euro (-8,1%) rispetto all'analogo periodo del 2016.

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Italia	2.549	2.458	91	3,7%
Iberia	789	1.094	(305)	-27,9%
America Latina	1.241	1.247	(6)	-0,5%
Europa e Nord Africa	172	239	(67)	-28,0%
Nord e Centro America	123	199	(76)	-38,2%
Africa Sub-Sahariana e Asia	7	(2)	9	-
Altro	(173)	(110)	(63)	-57,3%
Totale	4.708	5.125	(417)	-8,1%

Il **risultato netto del Gruppo** del primo semestre 2017 ammonta a 1.847 milioni di euro rispetto ai 1.834 milioni di euro ed è quindi sostanzialmente invariato rispetto a quello dell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare il risultato netto del gruppo beneficia del minor peso degli oneri finanziari, delle imposte e delle interessenze di terzi, anche in conseguenza dell'integrazione di Enel Green Power. Tali effetti sono compensati dal sopracitato andamento del risultato operativo.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del primo semestre 2017 ammonta a 1.809 milioni di euro (1.742 milioni di euro nel primo semestre 2016), con un aumento di 67 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016. 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 2017
Risultato netto del Gruppo	1.847
Plusvalenza per cessione Electrogas	(38)
Risultato netto del Gruppo ordinario	1.809

Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 68 milioni di euro prevalentemente riferite a taluni progetti eolici sviluppati in Grecia (progetto Kafireas) per i quali sono già stati siglati gli accordi di cessione e si è in attesa che si realizzino talune condizioni sospensive, ammonta a 90.594 milioni di euro al 30 giugno 2017 (90.128 milioni di euro al 31 dicembre 2016) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 51.768 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 38.826 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2017, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,75 (0,71 al 31 dicembre 2016).

L'**indebitamento finanziario netto**, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita, si attesta a 38.826 milioni di euro, in incremento di 1.273 milioni di euro rispetto ai 37.553 milioni di euro del 31 dicembre 2016, risentendo negativamente del fabbisogno generato dagli investimenti del periodo e dal pagamento dei dividendi.

Gli **investimenti** del primo semestre 2017 ammontano a 3.465 milioni di euro in linea con il valore registrato nell'analogo periodo del 2016 e sono riferiti essenzialmente alle maggiori attività su impianti di generazione da fonti rinnovabili in America Latina, Europa e Nord Africa e Nord e Centro America. A tali fenomeni si aggiungono maggiori interventi sulla rete di distribuzione sempre in America Latina (a seguito dell'acquisizione di CELG-D), solo parzialmente compensati dai minori investimenti sugli impianti di generazione convenzionale.

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Italia	740	738	2	0,3%
Iberia	350	408	(58)	-14,2%
America Latina	1.381	1.265	116	9,2%
Europa e Nord Africa	153	88 ⁽¹⁾	65	73,9%
Nord e Centro America	813	748	65	8,7%
Africa Sub-Sahariana e Asia	21	201	(180)	-89,6%
Altro, elisioni e rettifiche	7	17	(10)	-58,8%
Totale	3.465	3.465	-	-

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

Dati operativi

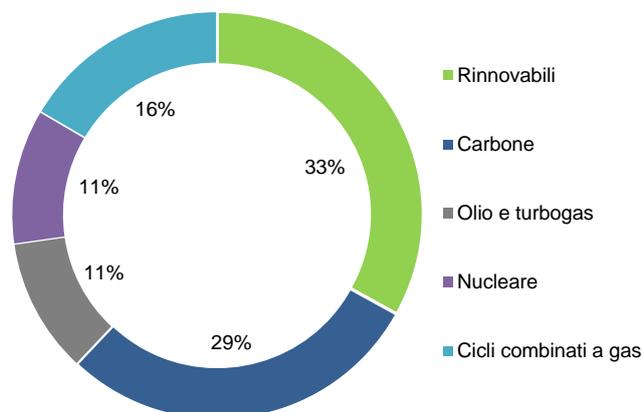
2° trimestre						1° semestre					
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
2017			2016			2017			2016		
13,2	44,7	57,9	14,9	47,3	62,2	27,4	93,8	121,2	29,6	98,6	128,2
54,4	54,2	108,6	53,9	49,9	103,8	110,3	107,4	217,7	110,0	99,9	209,9
23,4	43,9	67,3	21,7	41,3	63,0	49,4	89,2	138,6	45,9	85,1	131,0
0,7	1,3	2,0	0,6	1,3	1,9	2,9	3,3	6,2	2,6	3,1	5,7
Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽²⁾						31.632	31.124	62.756	31.956	30.124	62.080

(1) Escluso cessioni ai rivenditori.

(2) Al 31 dicembre 2016.

L'energia netta prodotta da Enel è in diminuzione nel primo semestre 2017 di 7,0 TWh (-5,5%), a seguito sia dei minori volumi prodotti all'estero (-4,8 TWh), sia del calo della generazione nel territorio italiano (-2,2 TWh). Relativamente al mix tecnologico, si segnala il significativo decremento della generazione da fonte nucleare (-6,0 TWh), sostanzialmente riferibile alla variazione di perimetro dovuta alla cessione di Slovenské elektrárne. Tale decremento è solo parzialmente compensato dalla maggiore produzione termoelettrica (+4,4 TWh), connessa al maggior utilizzo degli impianti a carbone e a ciclo combinato in Spagna. La generazione da fonte idroelettrica registra un calo di 4,7 TWh, principalmente a seguito del sopracitato deconsolidamento di Slovenské elektrárne, nonché delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità rilevate in tutti i paesi di presenza, in particolare Italia e Spagna.

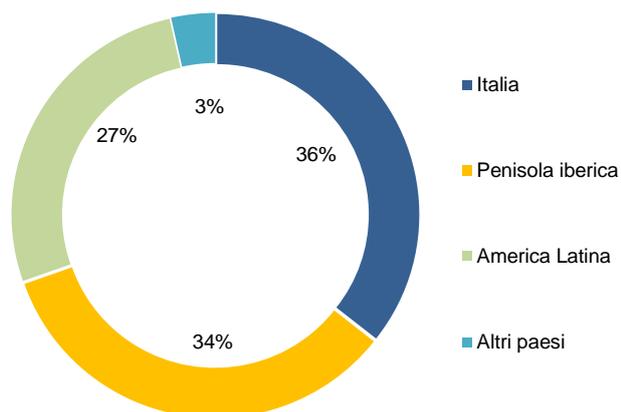
Energia elettrica netta prodotta per fonte (1° semestre 2017)



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel nel primo semestre 2017 è pari a 217,7 TWh, in aumento di 7,8 TWh (+3,7%), prevalentemente per effetto del consolidamento di CELG-D (per 5,5 TWh), nonché del generale incremento della domanda di energia elettrica negli altri paesi, in particolare in Spagna.

L'energia venduta da Enel registra nel primo semestre 2017 un aumento di 7,6 TWh (+5,8%) che beneficia anch'essa del consolidamento di CELG-D a partire da febbraio 2017 (+5,3 TWh) che ha più che compensato il deconsolidamento di Slovenské elektrárne e Enel France (per complessivi 3,2 TWh), nonché delle maggiori vendite in Italia (+3,5 TWh) per effetto di una politica commerciale espansiva nel segmento "business", nonché delle maggiori quantità vendute all'estero (+2,0 TWh).

Energia elettrica venduta per area geografica (1° semestre 2017)



Il **gas venduto** nel primo semestre 2017 è pari a 6,2 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,5 miliardi di metri cubi rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il **personale** del Gruppo Enel al 30 giugno 2017 è pari a 62.756 dipendenti di cui il 49,6% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione (+675 unità) si riferisce prevalentemente al saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo e alle variazioni di perimetro (1.937 unità) dovute alle acquisizioni di CELG-D in Brasile, in primis, e Demand Energy negli Stati Uniti.

n.

	al 30.06.2017	al 31.12.2016
Italia	29.448	29.321
Iberia	9.799	9.695
America Latina	14.186	12.979
Europa e Nord Africa	5.761	5.858
Nord e Centro America	988	891
Africa Sub-Sahariana e Asia	196	185
Altro	2.378	3.151
Totale	62.756	62.080

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				
2017	2016	Variazioni		2017	2016	Variazioni		
16.949	16.278	671	4,1%	Totale ricavi	36.315	34.150	2.165	6,3%
13.213	12.208	1.005	8,2%	Totale costi	28.915	25.983	2.932	11,3%
28	(34)	62	-	Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	278	(114)	392	-
3.764	4.036	(272)	-6,7%	Margine operativo lordo	7.678	8.053	(375)	-4,7%
1.435	1.496	(61)	-4,1%	Ammortamenti e impairment	2.824	2.843	(19)	-0,7%
2.329	2.540	(211)	-8,3%	Risultato operativo	4.854	5.210	(356)	-6,8%
1.122	949	173	18,2%	Proventi finanziari	1.691	2.541	(850)	-33,5%
1.856	1.624	232	14,3%	Oneri finanziari	3.089	4.068	(979)	-24,1%
(734)	(675)	(59)	-8,7%	Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(1.398)	(1.527)	129	8,4%
42	17	25	-	Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	81	52	29	55,8%
1.637	1.882	(245)	-13,0%	Risultato prima delle imposte	3.537	3.735	(198)	-5,3%
448	595	(147)	-24,7%	Imposte	1.044	1.143	(99)	-8,7%
1.189	1.287	(98)	-7,6%	Risultato delle continuing operations	2.493	2.592	(99)	-3,8%
-	-	-	-	Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
1.189	1.287	(98)	-7,6%	Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	2.493	2.592	(99)	-3,8%
864	895	(31)	-3,5%	Quota di interessenza del Gruppo	1.847	1.834	13	0,7%
325	392	(67)	-17,1%	Quota di interessenza di terzi	646	758	(112)	-14,8%

Ricavi

2° trimestre		Milioni di euro				1° semestre			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni		
10.277	10.099	178	1,8%	Vendita energia elettrica	21.438	20.577	861	4,2%	
2.277	2.379	(102)	-4,3%	Trasporto energia elettrica	4.883	4.687	196	4,2%	
187	139	48	34,5%	Corrispettivi da gestori di rete	332	259	73	28,2%	
460	271	189	69,7%	Contributi da operatori istituzionali di mercato	903	530	373	70,4%	
725	641	84	13,1%	Vendita gas	2.280	2.149	131	6,1%	
82	85	(3)	-3,5%	Trasporto gas	321	320	1	0,3%	
9	8	1	12,5%	Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	160	174	(14)	-8,0%	
-	4	(4)	-	Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo		4	(4)	-	
8	3	5	-	Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	9	20	(11)	-55,0%	
2.924	2.649	275	10,4%	Altri servizi, vendite e proventi diversi	5.989	5.430	559	10,3%	
16.949	16.278	671	4,1%	Totale	36.315	34.150	2.165	6,3%	

Nel primo semestre 2017 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 21.438 milioni di euro (10.277 milioni di euro nel secondo trimestre 2017), in aumento di 861 milioni di euro (178 milioni di euro nel secondo trimestre 2017) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, a seguito di:

- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.421 milioni di euro, principalmente per la ripresa dei prezzi medi di vendita associata alle maggiori quantità vendute e all'effetto della variazione dei tassi di cambio, più favorevoli in America Latina; relativamente alle variazioni di perimetro di consolidamento, si segnala che l'acquisizione di CELG-D impatta sui ricavi del primo semestre 2017 per 448 milioni di euro, mentre la cessione di Slovenské elektrárne su quelli del primo semestre 2016 per 300 milioni di euro;
- > minori ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 1.266 milioni di euro, prevalentemente relativi al deconsolidamento di Slovenské elektrárne (754 milioni di euro) nonché alle minori vendite realizzate prevalentemente in territorio italiano;
- > maggiori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 705 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei maggiori volumi intermediati in un contesto di rialzo dei prezzi nei mercati internazionali.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano a 4.883 milioni di euro (2.277 milioni di euro nel secondo trimestre 2017), con un incremento di 196 milioni di euro (-102 milioni nel secondo trimestre 2017) principalmente a seguito delle maggiori quantità distribuite sul mercato libero ai clienti finali in Italia.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nel primo semestre 2017, a 903 milioni di euro (460 milioni di euro nel secondo trimestre 2017), in incremento di 373 milioni di euro (+189 milioni di euro nel secondo trimestre 2017) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. La variazione trova riscontro nel più alto costo di generazione dei combustibili registrato nell'area extrapeninsulare spagnola per il quale il Gruppo è titolato al rimborso.

I ricavi per **vendita di gas**, nel primo semestre 2017 sono pari a 2.280 milioni di euro con un incremento di 131 milioni di euro (+6,1%), mentre nel secondo trimestre 2017 sono pari a 725 milioni di euro e registrano un incremento di 84 milioni di euro (+13,1%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, a seguito dei maggiori prezzi medi unitari di vendita.

I ricavi per **trasporto di gas** nel primo semestre 2017 sono pari a 321 milioni di euro (82 milioni nel secondo trimestre 2017) sostanzialmente in linea con i ricavi conseguiti nell'analogo periodo del precedente esercizio.

Le **plusvalenze da alienazione di società** nel primo semestre 2017 sono pari a 160 milioni di euro (174 milioni di euro nel primo semestre 2016 e sono prevalentemente riferibili alla plusvalenza di 146 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas, nella quale il gruppo deteneva una quota del 42,5%. Nel primo semestre 2016 invece la voce si riferisce principalmente alla plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel e per 19 milioni di euro alla cessione di Compostilla RE, oltre che alla rettifica positiva di prezzo di 30 milioni rilevata nel periodo per la cessione di ENEOP (avvenuta nel 2015).

I **ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo semestre 2017 a 5.989 milioni di euro (5.430 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) mentre, nel secondo trimestre 2017, sono pari a 2.924 milioni di euro (2.649 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) ed evidenziano un incremento di 559 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016 e un incremento di 275 milioni di euro nel secondo trimestre 2017.

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

- > maggiori ricavi da vendita di combustibili per 488 milioni di euro, in particolare di gas naturale;
- > maggiori attività di ingegneria su infrastrutture di rete esercite in regime di concessione e rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 (su cui ha impatto anche la variazione di perimetro di consolidamento relativa all'acquisizione di CELG-D) per 170 milioni di euro;
- > minori ricavi per tax partnership per 51 milioni di euro, che scontano la perdita del controllo di EGPNA REP a seguito del cambiamento di governance della società che ne ha determinato il deconsolidamento a fine 2016;
- > minori contributi di connessione alle reti elettriche e del gas per 41 milioni di euro.

Costi

2° trimestre		Milioni di euro				1° semestre			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni		
4.390	4.133	257	6,2%	Acquisto di energia elettrica	9.740	8.692	1.048	12,1%	
1.256	991	265	26,7%	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.619	2.061	558	27,1%	
2.222	1.981	241	12,2%	Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	5.367	4.693	674	14,4%	
284	262	22	8,4%	Materiali	523	507	16	3,2%	
1.107	1.154	(47)	-4,1%	Costo del personale	2.280	2.232	48	2,2%	
3.643	3.632	11	0,3%	Servizi e godimento beni di terzi	7.601	7.402	199	2,7%	
676	478	198	41,4%	Altri costi operativi	1.457	1.117	340	30,4%	
(365)	(423)	58	-13,7%	Costi capitalizzati	(672)	(721)	49	-6,8%	
13.213	12.208	1.005	8,2%	Totale	28.915	25.983	2.932	11,3%	

I costi per **acquisto di energia elettrica** nel primo semestre 2017 sono pari a 9.740 milioni di euro, con un incremento di 1.048 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2016, (257 milioni di euro nel secondo trimestre 2017) corrispondente ad una variazione del 12,1% (6,2% nel secondo trimestre 2017). In entrambi i periodi di riferimento, tale andamento riflette l'effetto dei maggiori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (3.656 milioni di euro nel primo semestre e 1.688 milioni di euro nel secondo trimestre 2017), dei maggiori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica per 1.048 milioni di euro nel primo semestre (415 milioni di euro nel secondo trimestre 2017), nonché per acquisiti spot sui mercati esteri e domestici per 251 milioni di euro;

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** sono pari nel primo semestre 2017 a 2.619 milioni di euro, in incremento di 558 milioni di euro (+27,1%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente mentre, nel secondo trimestre 2017, ammontano a 1.256 milioni di euro, in incremento di 265 milioni di euro (+26,7%). L'incremento del semestre risente del maggior fabbisogno di energia elettrica da fonte termoelettrica e ad un significativo rialzo del prezzo unitario che hanno più che compensato l'effetto della variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 5.367 milioni di euro nel primo semestre 2017 (2.222 milioni di euro nel secondo trimestre 2017), con un incremento di 674 milioni di euro (+241 milioni di euro nel secondo trimestre 2017) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio 2016. La variazione riflette principalmente l'incremento di attività di intermediazione effettuata sul mercato delle suddette commodity in conseguenza di una maggiore richiesta da parte dei clienti finali, in particolare per quanto riguarda il gas naturale.

I costi per **materiali** ammontano nel primo semestre 2017 a 523 milioni di euro, registrando un incremento di 16 milioni di euro (+3,2%) principalmente per maggiori costi a fronte di un incremento dei servizi e lavori su infrastrutture di rete in Brasile nel primo semestre 2017 .

Il **costo del personale** nel primo semestre 2017 è pari 2.280 milioni di euro, con un incremento di 48 milioni di euro (+2,2%). Nel secondo trimestre 2017 il costo è pari a 1.107 milioni di euro, registrando un decremento di 47 milioni di euro (-4,1%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

La variazione è da riferire principalmente:

- > alla rilevazione nel primo trimestre 2017 di maggiori incentivi all'esodo, interamente ascrivibili all'accantonamento effettuato in CELG-D per 45 milioni di euro al fine di efficientarne la struttura;
- > all'effetto della variazione dei tassi di cambio, con un effetto incrementativo di 25 milioni di euro;

- > all'incremento nei costi medi unitari, particolarmente sentito in America Latina, che ha comportato un maggior costo per 76 milioni di euro;
- > alla variazione di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibile a Slovenské elektrárne e CELG-D, che ha comportato un risparmio di costi per 33 milioni di euro;
- > all'effetto della riduzione delle consistenze medie rispetto allo stesso periodo del 2016 (-4.440 risorse) con un effetto di 65 milioni di euro.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2017 è pari a 62.756 unità (62.080 31 dicembre 2016). Rispetto al 31 dicembre 2016 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si incrementa di 676 unità nonostante l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo, grazie alle variazioni di perimetro (+1.942 risorse) principalmente dovuta all'acquisizione di CELG-D in Brasile e a Demand Energy in Nord America.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2016 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2016	62.080
Assunzioni	975
Cessazioni	(2.241)
Variazioni di perimetro	1.942
Consistenza al 30 giugno 2017	62.756

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo semestre 2017 ammontano a 7.601 milioni di euro, con un incremento di 199 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016, mentre nel secondo trimestre 2017 sono pari a 3.643 milioni di euro, rilevando un incremento di 11 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2016. La variazione è da ricondurre:

- > ai maggiori vettori passivi per 190 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 per lavori di manutenzione e riparazioni, prevalentemente riferiti a interventi di ingegneria su infrastrutture di rete rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC12;
- > a maggiori prestazioni informatiche (6 milioni di euro), sostanzialmente riconducibili ai servizi di assistenza sistemistica e alla manutenzione di elaboratori e software.

Gli **altri costi operativi** nel primo semestre 2017 ammontano a 1.457 milioni di euro con un incremento di 340 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016, mentre nel secondo trimestre 2017 ammontano a 676 milioni di euro registrando un incremento di 198 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La variazione del semestre risulta influenzata principalmente dai maggiori oneri per certificati di efficienza energetica per 233 milioni di euro, dai maggiori costi sostenuti per multe registrate in Argentina per il mancato raggiungimento di standard qualitativi nella fornitura del servizio elettrico oltre che dalle maggiori imposte connesse al business elettrico in Spagna anche a seguito della maggiore produzione nucleare.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 278 milioni di euro nel primo semestre 2017 (positivi per 114 milioni di euro nel primo semestre 2016) e positivi per 28 milioni di euro nel secondo trimestre 2017 (negativi per -34 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al primo semestre 2017 sono sostanzialmente riconducibili ai proventi realizzati nel periodo per 3.768 milioni di euro compensati dai oneri da valutazione al fair value al 30 giugno 2017 pari a 3.490 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e impairment** nel primo semestre 2017 sono pari a 2.824 milioni di euro, con un decremento di 19 milioni di euro, nel secondo trimestre 2017 sono pari a 1.435 milioni di euro, in riduzione di 61 milioni di euro. Il decremento è principalmente relativo a:

- > minori ammortamenti su immobili, impianti e macchinari per 40 milioni di euro, che oltre a risentire del deconsolidamento di Slovenské elektrárne, trovano riscontro nell'allungamento della vita utile di alcuni impianti di generazione da fonte rinnovabile;
- > minori impairment per 90 milioni di euro, riferibili agli adeguamenti al presumibile valore di realizzo, effettuati nel primo semestre 2016 sugli asset classificati come posseduti per la vendita;
- > maggiori ammortamenti di attività immateriali per 60 milioni di euro, che risentono – oltre che del consolidamento di CELG-D – della variazione dei tassi di cambio delle principali valute dell'America Latina rispetto all'euro;
- > maggiori impairment su crediti commerciali per 51 milioni di euro, prevalentemente rilevati in Brasile e Argentina.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2017 ammonta a 4.854 milioni di euro, con un decremento di 356 milioni di euro (+-6,8%), mentre nel secondo trimestre 2017 si attesta a 2.329 milioni di euro, con una riduzione di 211 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-8,3%).

Gli **oneri finanziari netti** si riducono di 129 milioni di euro nel primo semestre 2017 e di 59 milioni di euro nel secondo trimestre 2017.

Nello specifico tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > all'incremento delle differenze nette positive su cambio per 276 milioni di euro, più che compensato dai maggiori oneri netti su derivati per 330 milioni di euro;
- > al decremento degli interessi passivi netti (al netto delle capitalizzazioni) per 73 milioni di euro prevalentemente connessi ai minori oneri finanziari sui prestiti obbligazionari;
- > al decremento degli oneri per attualizzazione dei benefici ai dipendenti e fondi per rischi e oneri per 82 milioni di euro, essenzialmente riferibili agli incentivi all'esodo, al fondo decommissioning nucleare a seguito del deconsolidamento di Slovenské elektrárne e alle multe pregresse in Argentina a seguito delle modifiche regolatorie;
- > ad altre partite di natura regolatoria in Brasile e agli interessi di mora.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**, nel primo semestre 2017 è positiva per 81 milioni di euro (42 milioni di euro nel secondo trimestre 2017), prevalentemente riferibile a Rusenergosbyt e EGPNA REP.

Le **imposte** del primo semestre 2017 ammontano a 1.044 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 29,5%, a fronte di un'incidenza del 30,6% nel primo semestre 2016, mentre l'onere fiscale del secondo trimestre 2017 è stimato pari a 448 milioni di euro. La minore incidenza rilevata nel primo semestre del 2017 rispetto a all'analogo periodo del precedente esercizio è riconducibile alle ridotte aliquote fiscali, in particolare in Italia, parzialmente compensate dall'incremento delle aliquote fiscali in Cile e Perù. Inoltre, le imposte del primo semestre 2016 sono state tra l'altro influenzate dalla minore tassazione a cui era stata sottoposta la plusvalenza realizzata in Italia - in regime di sostanziale esenzione fiscale - per la vendita di Hydro Dolomiti Enel rispetto all'onere fiscale (pari a circa 41 milioni di euro) associato alla plusvalenza derivante dalla cessione del primo semestre 2016 di Elctrogas.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Capitale investito netto e relativa copertura

Milioni di euro

	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	92.218	92.318	(100)	-0,1%
- avviamento	13.542	13.556	(14)	-0,1%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.583	1.558	25	1,6%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(970)	(802)	(168)	-20,9%
Totale Attività immobilizzate nette	106.373	106.630	(257)	-0,2%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	12.218	13.506	(1.288)	-9,5%
- rimanenze	2.744	2.564	180	7,0%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.598)	(3.592)	(6)	-0,2%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.439)	(5.201)	(238)	-4,6%
- debiti commerciali	(11.060)	(12.688)	1.628	12,8%
Totale Capitale circolante netto	(5.135)	(5.411)	276	5,1%
Capitale investito lordo	101.238	101.219	19	-
Fondi diversi:				
- Benefici ai dipendenti	(2.595)	(2.585)	(10)	-0,4%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.117)	(8.517)	400	4,7%
Totale Fondi diversi	(10.712)	(11.102)	390	3,5%
Attività nette possedute per la vendita	68	11	57	-
Capitale investito netto	90.594	90.128	466	0,5%
Patrimonio netto complessivo	51.768	52.575	(807)	-1,5%
Indebitamento finanziario netto	38.826	37.553	1.273	3,4%

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 giugno 2017 a 92.218 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 100 milioni di euro. Tale variazione è originata principalmente dall'effetto delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta (negative per 2.651 milioni di euro e particolarmente concentrate in Cile, Brasile, Colombia e Nord America) e dagli ammortamenti e impairment, pari complessivamente a 2.439 milioni di euro, nonché alla riclassifica tra le attività possedute per la vendita dei progetti eolici Kafireas in Grecia. Tali effetti sono stati compensati dagli investimenti pari a 3.465 milioni di euro e dalla variazione di perimetro di consolidamento da cui deriva una variazione positiva di 1.819 milioni di euro a seguito dell'acquisizione di CELG-D (tra i cui asset si segnala il diritto di concessione per la distribuzione dell'energia elettrica nella regione di Goias) e di alcune altre società minori.

L'*avviamento*, pari a 13.542 milioni di euro, evidenzia un decremento di 14 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, principalmente riferibile agli effetti negativi derivanti dall'adeguamento al cambio corrente degli avviamenti espressi in valute diverse dall'euro, solo parzialmente compensato dalla rilevazione del goodwill su alcune acquisizioni minori effettuate nel semestre (Demand Energy, Tynemouth Energy Storage, Mas Energia e EGP Sannio).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* pari a 1.583 milioni di euro presentano un incremento di 25 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 al netto dei dividendi erogati e della cessione della società cilena Electrogas.

Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 30 giugno 2017 è negativo per 970 milioni di euro, con un decremento di 168 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 (negativo per 802 milioni di euro). Tale andamento è connesso essenzialmente alla variazione negativa (305 milioni di euro) del valore netto degli strumenti finanziari derivati che risentono delle oscillazioni rilevate nel semestre sia per quanto riguarda la copertura del rischio di tasso di interesse e di cambio. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla variazione di perimetro relativa a CELG-D e principalmente inerente le attività finanziarie relative ai servizi in concessione e i depositi cauzionali.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 5.135 milioni di euro al 30 giugno 2017 rispetto ad un saldo negativo di 5.411 milioni di euro al 31 dicembre 2016. L'incremento, pari a 276 milioni di euro, è imputabile ai seguenti fenomeni:

- > decremento dei *crediti commerciali* per 1.288 milioni di euro;
- > incremento delle *rimanenze* per 180 milioni di euro;
- > decremento dei *crediti netti verso operatori istituzionali di mercato* per 6 milioni di euro, prevalentemente connesso alle componenti tariffarie del sistema elettrico italiano a copertura degli oneri generati dal sistema stesso;
- > decremento delle *altre passività correnti al netto delle rispettive attività* per 238 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
 - incremento dei debiti netti per imposte sul reddito (565 milioni di euro) correlabile alla rilevazione delle imposte del periodo (al netto dei pagamenti di imposte effettuati);
 - incremento delle passività finanziarie correnti nette per 348 milioni di euro, prevalentemente riferibili al fair value dei derivati su commodity;
 - decremento delle altre passività correnti nette per 477 milioni di euro, tra cui si segnalano: la variazione positiva dei risconti attivi (190 milioni di euro), la riduzione di debiti per acquisto di partecipazioni (da riferire al pagamento della put option che ha consentito l'acquisto di un'ulteriore quota del 13,6% di Enel Distributie Muntenia e di Enel Energie Muntenia per 401 milioni di euro), che sono parzialmente compensati da un incremento di debiti diversi (110 milioni di euro) nonché dai maggiori debiti verso la clientela per rimborsi da effettuare (109 milioni di euro);
- > minori *debiti commerciali* per 1.628 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 10.712 milioni di euro, sono in decremento di 390 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016. Tale variazione è riferibile:

- > all'incremento dei fondi rischi ed oneri per 200 milioni di euro, quasi interamente ascrivibili alla variazione di perimetro di consolidamento conseguente l'acquisizione di CELG-D;
- > alle maggiori imposte differite nette (200 milioni di euro), che includono la variazione di perimetro relativa a CELG-D (140 milioni di euro);
- > alla riduzione dei benefici ai dipendenti per 10 milioni di euro).

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 68 milioni di euro al 30 giugno 2017, includono sostanzialmente la riclassifica del parco eolico Kafireas come attività posseduta per la vendita. Al 31 dicembre 2016 tale voce includeva solo partite minori

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2017 è pari a 90.594 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 51.768 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 38.826 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2017, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,75 (0,71 al 31 dicembre 2016).

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 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.242	7.446	796	10,7%
- obbligazioni	33.190	32.401	789	2,4%
- debiti verso altri finanziatori	1.491	1.489	2	0,1%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>42.923</i>	<i>41.336</i>	<i>1.587</i>	<i>3,8%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.516)	(2.621)	105	4,0%
Indebitamento netto a lungo termine	40.407	38.715	1.692	4,4%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	846	749	97	13,0%
- altri finanziamenti a breve verso banche	371	909	(538)	-59,2%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.217</i>	<i>1.658</i>	<i>(441)</i>	<i>-26,6%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	6.434	3.446	2.988	86,7%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	269	189	80	42,3%
Commercial paper	1.631	3.059	(1.428)	-46,7%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	893	1.286	(393)	-30,6%
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	130	414	(284)	-68,6%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>9.357</i>	<i>8.394</i>	<i>963</i>	<i>11,5%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.054)	(767)	(287)	-37,4%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(90)	(128)	38	29,7%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.829)	(1.082)	(747)	-69,0%
Altri crediti finanziari a breve termine	(609)	(911)	302	33,2%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.573)	(8.326)	(247)	-3,0%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(12.155)</i>	<i>(11.214)</i>	<i>(941)</i>	<i>-8,4%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(1.581)	(1.162)	(419)	-36,1%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	38.826	37.553	1.273	3,4%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	(40)	-	(40)	-

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

L'*indebitamento finanziario netto* è pari a 38.826 milioni di euro al 30 giugno 2017, con un incremento di 1.273 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016.

In particolare, l'**indebitamento finanziario netto a lungo termine** evidenzia un incremento di 1.692 milioni di euro, per l'effetto congiunto della riduzione dei crediti finanziari a lungo termine per 105 milioni di euro e dell'incremento dell'*indebitamento finanziario lordo a lungo termine* per 1.587 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 8.242 milioni di euro, registrano un incremento di 796 milioni di euro;
- > le obbligazioni, pari a 33.190 milioni di euro, presentano un incremento di 789 milioni di euro rispetto a fine 2016 dovuto principalmente:

- alle nuove emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2017, tra le quali si segnalano le seguenti obbligazioni emesse da Enel Finance International: un Green Bond emesso a gennaio 2017 per un ammontare pari 1.250 milioni di euro, un prestito obbligazionario in franchi svizzeri emesso a marzo 2017 per un controvalore di 206 milioni di euro ed un prestito obbligazionario multi-tranche emesso a maggio 2017, per un totale di 5.000 milioni di dollari statunitensi pari a 4.382 milioni di euro;
- alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, le cui principali sono relative a tre prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA per un ammontare complessivo di 3.591 milioni di euro e a due prestiti obbligazionari emessi da Enel Finance International per un ammontare complessivo di 602 milioni di euro;
- alle differenze positive di cambio per 1.064 milioni di euro (incluse le quote correnti).

L'**indebitamento finanziario netto a breve termine** evidenzia una posizione creditoria di 1.581 milioni di euro al 30 giugno 2017 con un incremento di 419 milioni di euro rispetto a fine 2016, quale risultante dell'incremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 941 milioni di euro, dei minori debiti bancari a breve termine per 441 milioni di euro solo parzialmente compensati dall'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 963 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 9.357 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper in capo ad Enel Finance International ed International Endesa BV per complessivi 1.631 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 6.434 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 1.829 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 893 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 12.155 milioni di euro con un incremento di 941 milioni di euro rispetto a fine 2016, dovuto principalmente all'incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 247 milioni di euro e all' incremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 747 milioni di euro. Si evidenzia infine che l'aumento per 287 milioni di euro della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine è compensato dalla diminuzione degli altri crediti finanziari a breve termine per 302 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro		1° semestre		
		2017	2016	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	(1)	8.326	10.790	(2.464)
Cash flow da attività operativa		4.036	4.196	(160)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento		(4.014)	(3.290)	(724)
Cash flow da attività di finanziamento		435	(6.237)	6.672
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(170)	119	(289)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo	(2)	8.613	5.578	3.035

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016), "Titoli a breve" pari a 36 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (1 milione di euro al 1° gennaio 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.513 milioni di euro al 30 giugno 2017 (5.515 milioni di euro al 30 giugno 2016), "Titoli a breve" pari a 60 milioni di euro al 30 giugno 2017 (30 milioni di euro al 30 giugno 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 40 milioni di euro al 30 giugno 2017 (33 milioni di euro al 30 giugno 2016).

Il **cash flow da attività operativa** nel primo semestre 2017 è positivo per 4.036 milioni di euro, in decremento di 160 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto e del peggioramento del margine operativo lordo.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nel primo semestre 2017 ha assorbito liquidità per 4.014 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2016 ne aveva assorbita per 3.290 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 3.465 milioni di euro nel primo semestre 2017, si decrementano di 249 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei minori investimenti effettuati nella generazione da fonti rinnovabili.

Nel primo semestre 2017 gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 723 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisto di CELG-D, società di distribuzione di energia che opera nello stato brasiliano di Goias.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 19 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione di alcune società minori operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Spagna. L'analoga voce nel primo semestre 2016 ammonta a 406 milioni di euro ed include la cessione delle società Hydro Dolomiti Enel, operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia, nonché la cessione di alcune società minori in Nord America.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nei primi sei mesi del 2017, pari a 155 milioni di euro, è essenzialmente correlata alla cessione della partecipazione in Electrogas.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 435 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2016 ne aveva assorbita per 6.237 milioni di euro. Il flusso del primo semestre 2017 è sostanzialmente relativo all'incremento dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) per 2.497 milioni di euro e al pagamento dei dividendi per 1.656 milioni di euro.

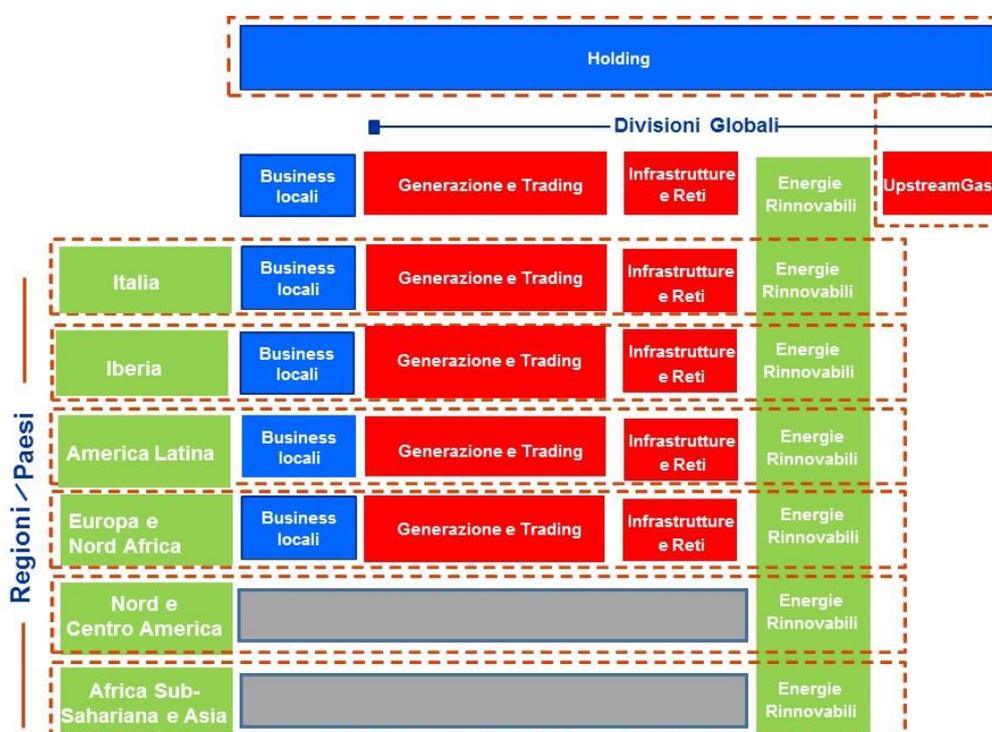
Nel primo semestre 2017 il cash flow generato dall'attività operativa per 4.036 milioni di euro, nonché dall'attività di finanziamento pari a 435 milioni di euro ha più che compensato il fabbisogno legato all'attività di investimento pari a 4.014 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 giugno 2017 risultano pari a 8.613 milioni di euro a fronte di 8.326 milioni di euro di fine 2016. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 170 milioni di euro.

Risultati per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato descritto in precedenza.

In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova organizzazione ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 30 settembre 2016. 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, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre ad includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA e della Divisione Upstream Gas.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Il modello organizzativo, che continua ad essere basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni prevede, come novità principali, l'integrazione delle varie società appartenenti al Gruppo EGP 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, America Latina, 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, Retail, Servizi e Holding.

Per tale motivo i dati del primo semestre 2016 sono stati opportunamente rideterminati, per assicurarne la piena confrontabilità.

Risultati per area di attività del secondo trimestre 2017 e 2016

Secondo trimestre 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	8.210	4.742	3.266	508	186	25	12	16.949
Ricavi intersettoriali	174	8	-	7	2	-	(191)	-
Totale Ricavi	8.384	4.750	3.266	515	188	25	(179)	16.949
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	38	(16)	(5)	-	-	-	11	28
Margine operativo lordo	1.708	902	971	133	105	16	(71)	3.764
Ammortamenti e impairment	575	391	359	52	44	11	3	1.435
Risultato operativo	1.133	511	612	81	61	5	(74)	2.329

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

Secondo trimestre 2016 restated ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	7.988	4.374	2.601	1.034	218	6	57	16.278
Ricavi intersettoriali	235	29	(9)	57	-	-	(312)	-
Totale Ricavi	8.223	4.403	2.592	1.091	218	6	(255)	16.278
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(73)	41	(2)	(9)	-	-	9	(34)
Margine operativo lordo	1.732	1.130	881	183	147	3	(40)	4.036
Ammortamenti e impairment	560	445	251	113	67	2	58	1.496
Risultato operativo	1.172	685	630	70	80	1	(98)	2.540

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

Risultati per area di attività del primo semestre 2017 e 2016

Primo trimestre 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.317	9.939	6.497	1.139	362	46	15	36.315
Ricavi intersettoriali	360	21	16	18	3	-	(418)	-
Totale Ricavi	18.677	9.960	6.513	1.157	365	46	(403)	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 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.

Primo trimestre 2016 restated ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	17.197	9.139	5.088	2.187	461	9	69	34.150
Ricavi intersettoriali	408	32	17	117	1	-	(575)	-
Totale Ricavi	17.605	9.171	5.105	2.304	462	9	(506)	34.150
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(107)	(1)	-	(8)	-	-	2	(114)
Margine operativo lordo	3.679	1.973	1.730	421	327	1	(78)	8.053
Ammortamenti e impairment	1.097	879	483	182	128	3	71	2.843
Risultato operativo	2.582	1.094	1.247	239	199	(2)	(149)	5.210
Investimenti	738	408	1.265	88 ⁽²⁾	748	201	17	3.465

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

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

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

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Divisioni globali									Altro			Totale		
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Rinnovabili								
	2017	2016 restated	Var.	2017	2016 restated	Var.	2017	2016 restated	Var.	2017	2016 restated	Var.	2017	2016 restated	Var.	2017	2016 restated	Var.	2017	2016 restated	Var.
Italia	1.117	997	120	39	48	(9)	150	255	(105)	1.798	1.778	20	563	601	(38)	-	-	-	3.667	3.679	(12)
Iberia	277	419	(142)	34	(14)	48	226	376	(150)	923	951	(28)	136	241	(105)	-	-	-	1.596	1.973	(377)
America Latina	-	-	-	(38)	(54)	16	413	251	162	858	692	166	825	841	(16)	-	-	-	2.058	1.730	328
<i>Argentina</i>	-	-	-	-	-	-	41	40	1	86	101	(15)	16	15	1	-	-	-	143	156	(13)
<i>Brasile</i>	-	-	-	(16)	(17)	1	70	36	34	298	185	113	105	92	13	-	-	-	457	296	161
<i>Cile</i>	-	-	-	(22)	(37)	15	212	96	116	129	113	16	346	360	(14)	-	-	-	665	532	133
<i>Colombia</i>	-	-	-	-	-	-	21	4	17	239	192	47	287	300	(13)	-	-	-	547	496	51
<i>Perù</i>	-	-	-	-	-	-	69	75	(6)	106	101	5	67	71	(4)	-	-	-	242	247	(5)
<i>Altri paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	3	1	-	-	-	4	3	1
Europa e Nord Africa	(25)	21	(46)	1	1	-	141	231	(90)	78	102	(24)	82	66	16	-	-	-	277	421	(144)
<i>Romania</i>	(25)	20	(45)	1	1	-	1	-	1	78	102	(24)	59	41	18	-	-	-	114	164	(50)
<i>Russia</i>	-	-	-	-	-	-	140	78	62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	140	78	62
<i>Slovacchia</i>	-	1	(1)	-	-	-	-	156	(156)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	157	(157)
<i>Altri paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	(3)	3	-	-	-	23	25	(2)	-	-	-	23	22	1
Nord e Centro America	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	218	327	(109)	-	-	-	218	327	(109)
<i>Stati Uniti e Canada</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93	235	(142)	-	-	-	93	235	(142)
<i>Messico</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49	36	13	-	-	-	49	36	13
<i>Panama</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54	46	8	-	-	-	54	46	8
<i>Altri paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	10	12	-	-	-	22	10	12
Africa Sub-Sahariana e Asia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	1	27	-	-	-	28	1	27
<i>Sud Africa</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24	(4)	28	-	-	-	24	(4)	28
<i>India</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	-	-	-	-	5	5	-
<i>Altri paesi</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	(1)	-	-	-	(1)	-	(1)
Altro	-	-	-	(1)	-	(1)	(1)	(14)	13	(5)	2	(7)	(43)	(45)	2	(116)	(21)	(95)	(166)	(78)	(88)
Totale	1.369	1.437	(114)	35	(19)	70	929	1.099	(98)	3.652	3.525	269	1.809	2.032	(305)	(116)	(21)	(95)	7.678	8.053	(375)

Italia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni				2017	2016 restated	Variazioni			
7.149	7.966	(817)	-10,3%	Termoelettrica		16.166	17.291	(1.125)	-6,5%		
4.290	5.137	(847)	-16,5%	Idroelettrica		7.657	8.571	(914)	-10,7%		
1.432	1.457	(25)	-1,7%	Geotermoelettrica		2.883	2.935	(52)	-1,8%		
242	330	(88)	-26,7%	Eolica		594	765	(171)	-22,4%		
42	33	9	27,3%	Altre fonti		72	49	23	46,9%		
13.155	14.923	(1.768)	-11,8%	Totale produzione netta		27.372	29.611	(2.239)	-7,6%		

Nel primo semestre 2017, la produzione netta di energia elettrica ammonta a 27.372 milioni di kWh (13.155 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017), registrando un decremento del 7,6% (-11,8% nel secondo trimestre 2017 rispetto all'analogo periodo del 2016) pari a 2.239 milioni di kWh. La variazione nei due periodi a confronto è riferibile essenzialmente alla minore produzione termoelettrica (per 1.125 milioni di kWh), che ha scontato uno scenario prezzi più favorevole per i cicli combinati di altri operatori, nonché della minore produzione idroelettrica (per 914 milioni di kWh), connessa alle più sfavorevoli condizioni di idraulicità rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Analogo andamento della produzione netta, ancor più accentuato, si rileva nel secondo trimestre 2017.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

2° trimestre					Milioni di kWh					1° semestre				
2017		2016 restated		Variazioni			2017		2016 restated		Variazioni			
4	0,1%	17	0,2%	(13)	-76,5%	Olio combustibile	7	-	45	0,2%	(38)	-84,4%		
1.614	20,8%	1.668	19,3%	(54)	-3,2%	Gas naturale	3.832	21,9%	3.563	19,1%	269	7,5%		
6.004	77,4%	6.797	78,8%	(793)	-11,7%	Carbone	13.347	76,2%	14.815	79,2%	(1.468)	-9,9%		
134	1,7%	149	1,7%	(15)	-10,1%	Altri combustibili	324	1,9%	275	1,5%	49	17,8%		
7.756	100,0%	8.631	100,0%	(875)	-10,1%	Totale	17.510	100,0%	18.698	100,0%	(1.188)	-6,4%		

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2017 si attesta a 17.510 milioni di kWh (7.756 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017), registrando un decremento di 1.188 milioni di kWh (-6,4%) rispetto al primo semestre 2016 (-10,1% nel secondo trimestre 2017). Tale decremento ha riguardato principalmente il carbone, solo parzialmente compensato dal maggior utilizzo di gas naturale.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni				2017	2016 restated	Variazioni			
54.442	53.902	540	1,0%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾		110.337	110.025	312	0,3%		

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo semestre 2017 registra un incremento di 312 milioni di kWh (+0,3%) passando da 110.025 milioni di kWh del primo semestre 2016 a 110.337 milioni di kWh del primo semestre 2017.

Nel secondo trimestre 2017 l'energia trasportata è pari a 54.442 milioni di kWh, con un incremento di 540 milioni di kWh (+1,0%) rispetto al medesimo periodo del 2016.

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni	
Mercato libero:											
6.731	6.107	624	10,2%	- clienti mass market	13.788	12.828	960	7,5%			
6.764	4.853	1.911	39,4%	- clienti business ⁽¹⁾	13.445	9.296	4.149	44,6%			
334	509	(175)	-34,4%	- clienti in regime di salvaguardia	757	1.142	(385)	-33,7%			
13.829	11.469	2.360	20,6%	Totale mercato libero	27.990	23.266	4.724	20,3%			
Mercato regolato:											
9.550	10.216	(666)	-6,5%	- clienti in regime di maggior tutela	21.370	22.626	(1.256)	-5,6%			
23.379	21.685	1.694	7,8%	TOTALE	49.360	45.892	3.468	7,6%			

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

L'energia venduta nel primo semestre 2017 è pari a 49.360 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 3.468 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. L'andamento riflette le maggiori quantità vendute nel mercato libero a seguito dell'importante incremento dei clienti business, per effetto delle politiche commerciali. Analogo andamento nelle vendite di energia elettrica si rileva nel secondo trimestre 2017.

Vendite di gas naturale

2° trimestre				Milioni di m ³				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni	
321	273	48	17,6%	Clienti mass market ⁽¹⁾	1.765	1.643	122	7,4%			
349	345	4	1,2%	Clienti business	1.121	984	137	13,9%			
670	618	52	8,4%	Totale	2.886	2.627	259	9,9%			

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel primo semestre 2017 è pari a 2.886 milioni di metri cubi, con un incremento di 259 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio riferibile ad entrambe le categorie di clienti. Analogo andamento nelle vendite di gas si rileva nel secondo trimestre 2017.

Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro			1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni			2017	2016 restated	Variazioni	
8.384	8.223	161	2,0%	Ricavi	18.677	17.605	1.072	6,1%
1.708	1.732	(24)	-1,4%	Margine operativo lordo	3.667	3.679	(12)	-0,3%
1.133	1.172	(39)	-3,3%	Risultato operativo	2.549	2.582	(33)	-1,3%
				Investimenti	740	738	2	0,3%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel secondo trimestre e nel primo semestre 2017.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	4.085	4.162	(77)	-1,9%
Infrastrutture e Reti	1.929	1.799	130	7,2%
Rinnovabili	470	464	6	1,3%
Mercati finali	3.425	3.260	165	5,1%
Servizi	289	308	(19)	-6,2%
Elisioni e rettifiche	(1.814)	(1.770)	(44)	-2,5%
Totale	8.384	8.223	161	2,0%

I **ricavi** del secondo trimestre 2017 ammontano a 8.384 milioni di euro, con un incremento di 161 milioni di euro rispetto al 2016 (+2,0%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 77 milioni di euro (-1,9%) rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale decremento è prevalentemente riconducibile a:
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 617 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 (452 milioni di euro), nonché alle minori vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (153 milioni di euro);
 - maggiori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 262 milioni di euro, correlati essenzialmente ad un aumento delle quantità intermedie (+6,9 TWh);
 - maggiori ricavi per vendita di combustibili sui mercati nazionali ed internazionali per 209 milioni di euro;
 - maggiori proventi per corrispettivi previsti da delibere dell' AAEGSI per 44 milioni di euro;
 - maggiori proventi derivanti da operazioni straordinarie per 22 milioni di euro, a seguito di un aggiustamento prezzo, rilevato nel secondo trimestre 2016 e relativo alla cessione della partecipazione di Hydro Dolomiti Enel.
- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 6 milioni di euro (+1,3%);
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 130 milioni di euro (+7,2%), riferibili sostanzialmente:
 - all'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 133 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati e alla crescita del contributo unitario;
 - ai maggiori ricavi tariffari per 10 milioni di euro riferibili principalmente all'aumento delle tariffe di trasmissione, solo in parte compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione.

maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 165 milioni di euro (+5,1%), connessi essenzialmente ai maggior ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 145 milioni di euro, a seguito delle maggiori quantità vendute (+2,3 TWh), all'incremento dei ricavi nel mercato regolato per 21 milioni di euro a seguito dell'effetto positivo del meccanismo di perequazione a copertura dei costi di generazione che ha più che compensato il decremento delle quantità vendute e del numero dei clienti serviti.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	(6)	59	(65)	-
Infrastrutture e Reti	935	889	46	5,2%
Rinnovabili	283	320	(37)	-11,6%
Mercati finali	476	437	39	8,9%
Servizi	20	27	(7)	-25,9%
Totale	1.708	1.732	(24)	-1,4%

Il **margine operativo lordo** del secondo trimestre 2017 si attesta a 1.708 milioni di euro, registrando un decremento di 24 milioni di euro (-1,4%) rispetto ai 1.732 milioni di euro del secondo trimestre 2016. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minori margini da **Generazione e Trading** per 65 milioni di euro. Escludendo da tale andamento l'effetto, già commentato nei ricavi, dell'aggiustamento prezzo sulla cessione di Hydro Dolomiti Enel il decremento è pari a 87 milioni di euro ed è da attribuire prevalentemente al minor margine di generazione, che risente soprattutto del significativo ricorso agli acquisti di energia elettrica sul mercato spot, a prezzi più elevati, per assolvere agli sbilanciamenti rispetto alla programmazione prestabilita;
- > al maggior margine di **Infrastrutture e Reti** per 46 milioni di euro (+5,2%) sostanzialmente riconducibile ai minori costi operativi, nonché all'effetto positivo di talune partite pregresse per costi rilevati in esercizi precedenti.
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 39 milioni di euro (+8,9%), riferibile principalmente ad un incremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 21 milioni di euro.
- > al decremento del margine da generazione da fonti Rinnovabili per 37 milioni di euro a seguito dei minori volumi prodotti.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	(66)	1	(67)	-
Infrastrutture e Reti	625	636	(11)	-1,7%
Rinnovabili	215	251	(36)	-14,3%
Mercati finali	351	268	83	31,0%
Servizi	8	16	(8)	-50,0%
Totale	1.133	1.172	(39)	-3,3%

Il **risultato operativo** si attesta a 1.133 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 15 milioni di euro, registra un decremento di 39 milioni di euro (-3,3%) rispetto ai 1.172 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2016.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	9.360	9.160	200	2,2%
Infrastrutture e Reti	3.792	3.558	234	6,6%
Rinnovabili	941	920	21	2,3%
Mercati finali	8.073	7.445	628	8,4%
Servizi	545	526	19	3,6%
Elisioni e rettifiche	(4.034)	(4.004)	(30)	-0,7%
Totale	18.677	17.605	1.072	6,1%

I ricavi del primo semestre 2017 ammontano a 18.677 milioni di euro, con un incremento di 1.072 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016 (+6,1%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 200 milioni di euro (+2,2%) rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale incremento è prevalentemente riconducibile a:
 - maggiori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 706 milioni di euro, correlati essenzialmente alle maggiori quantità intermedie (+19,0 TWh) in un regime di prezzi crescenti;
 - maggiori ricavi per vendita di combustibili sui mercati nazionali ed internazionali per 483 milioni di euro;
 - maggiori proventi per corrispettivi previsti da delibere dell'AAEGSI per operazioni sulla borsa dell'energia elettrica per 44 milioni di euro;
 - minori ricavi da vendita di energia elettrica per 927 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, solo in parte compensati dalle maggiori vendite sulla Borsa dell'energia elettrica;
 - minori proventi da operazioni straordinarie per 124 milioni di euro, da riferire alla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel nel primo semestre 2016.
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 234 milioni di euro (+6,6%), riferibili sostanzialmente:
 - all'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 229 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati e alla crescita del contributo unitario;
 - ai maggiori ricavi tariffari per 13 milioni di euro riferibili principalmente all'aumento delle tariffe di trasmissione, solo in parte compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione. A tali fenomeni si aggiungono maggiori ricavi riconosciuti dall'AAEGSI a seguito della pubblicazione nel primo trimestre 2017 delle tariffe di riferimento del 2016 (14 milioni di euro);
 - al decremento dei contributi di connessione per 23 milioni di euro.
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 628 milioni di euro (+8,4%), connessi essenzialmente:
 - all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 400 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità vendute (+4,7 TWh) principalmente ai clienti business;
 - ai maggiori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 186 milioni di euro, a seguito dell'incremento dei meccanismi di perequazione a copertura dei costi di generazione. L'aumento del costo medio di acquisto dell'energia elettrica nel primo semestre 2017, rispetto all'analogo periodo del 2016, ha prodotto infatti un effetto positivo del meccanismo di perequazione rispetto ad un effetto negativo rilevato nel periodo a confronto. Tale fenomeno ha più che compensato la riduzione delle quantità vendute e dei clienti serviti;
 - ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 43 milioni di euro da riferire prevalentemente ai maggiori volumi.

- > maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 21 milioni di euro (+2,3%), per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi medi di vendita.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre				
	2017	2016 restated	Variazioni		
Generazione e Trading	150	255	(105)		-41,2%
Infrastrutture e Reti	1.798	1.778	20		1,1%
Rinnovabili	563	601	(38)		-6,3%
Mercati finali	1.117	997	120		12,0%
Servizi	39	48	(9)		-18,8%
Totale	3.667	3.679	(12)		-0,3%

Il **margin** operativo lordo del primo semestre 2017 si attesta a 3.667 milioni di euro, registrando un decremento di 12 milioni di euro (-0,3%) rispetto ai 3.679 milioni di euro del primo semestre 2016. Tale decremento è riconducibile essenzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 105 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente alla rilevazione, nel primo semestre 2016, della plusvalenza da cessione citata nei ricavi.
- > al decremento del margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 38 milioni di euro connesso prevalentemente alle minori quantità generate, pur in presenza di maggiori prezzi medi di vendita;
- > al maggior margine di **Infrastrutture e Reti** per 20 milioni di euro (+1,1%) sostanzialmente riconducibile:
 - al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 5 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe, nonché dell’abolizione del contributo per il rischio di inesigibilità. Tali fenomeni sono solo parzialmente compensati dall’effetto positivo (29 milioni di euro) di partite pregresse già commentate nei ricavi a cui si aggiungono rilasci per accertamenti di costi di trasporto rilevati in esercizi precedenti;
 - al minor margine sui Titoli di Efficienza Energetica per 8 milioni di euro;
 - minori costi operativi per 43 milioni di euro.
- > all’incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 120 milioni di euro (+12,0%), prevalentemente riferibile:
 - ad un incremento del margine sul mercato libero dell’energia elettrica e del gas per 73 milioni di euro (di cui 101 milioni relativi alla componente gas) dovuto all’incremento delle quantità vendute per entrambe le commodity (energia elettrica e gas);
 - all’incremento del margine sul mercato regolato dell’energia elettrica per 23 milioni di euro, da riferire prevalentemente al già citato effetto del meccanismo di perequazione a copertura dei costi di generazione.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	32	137	(105)	-76,6%
Infrastrutture e Reti	1.226	1.276	(50)	-3,9%
Rinnovabili	428	463	(35)	-7,6%
Mercati finali	847	682	165	24,2%
Servizi	16	24	(8)	-33,3%
Totale	2.549	2.582	(33)	-1,3%

Il **risultato operativo** si attesta a 2.549 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 21 milioni di euro, registra un decremento di 33 milioni di euro (-1,3%) rispetto ai 2.582 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2016.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	22	32	(10)	-31,2%
Infrastrutture e Reti	573	566	7	1,2%
Rinnovabili	91	116	(25)	-21,6%
Mercati finali	43	11	32	-
Servizi	11	13	(2)	-15,4%
Totale	740	738	2	0,3%

Gli **investimenti** del primo semestre 2017 ammontano a 740 milioni di euro in aumento di 2 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare tale variazione è attribuibile a:

- > minori investimenti di **Generazione e Trading** per 10 milioni di euro da riferirsi prevalentemente ai minori investimenti in impianti termoelettrici;
- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 7 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate alla sostituzione dei contatori elettronici, solo parzialmente compensate da attività connesse alla qualità del servizio, anticipate nel primo semestre 2016;
- > minori investimenti in attività da fonti Rinnovabili pari a 25 milioni di euro;
- > un decremento di 2 milioni di euro relativo ai **Servizi**;
- > un incremento degli investimenti di **Mercati finali** per 32 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a software e progetti innovativi per il mercato retail.

Iberia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni						2017	2016 restated	Variazioni	
10.358	6.046	4.312	71,3%	Termoelettrica				19.676	12.615	7.061	56,0%
5.912	6.382	(470)	-7,4%	Nucleare				13.096	12.842	254	2,0%
1.628	2.700	(1.072)	-39,7%	Idroelettrica				3.140	5.085	(1.945)	-38,2%
793	806	(13)	-1,6%	Eolica				1.753	2.015	(262)	-13,0%
8	42	(34)	-81,0%	Altre fonti				13	91	(78)	-85,7%
18.699	15.976	2.723	17,0%	Totale produzione netta				37.678	32.648	5.030	15,4%

La produzione netta di energia elettrica in Iberia nel primo semestre 2017 è pari a 37.678 milioni di kWh, con un incremento di 5.030 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016. La variazione trova riscontro prevalentemente in una maggiore produzione termoelettrica causata da una parte dalla forte siccità che ha limitato fortemente le risorse per la produzione idroelettrica e dall'altra parte dal fermo di alcuni impianti nucleari francesi che ha ridotto il flusso delle importazioni.

Nel secondo trimestre 2017 la produzione netta è pari a 18.699 milioni di kWh, con un incremento di 2.723 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre					
2017	2016 restated	Variazioni						2017	2016 restated	Variazioni			
1.648	9,7%	1.499	11,5%	149	9,9%	Olio combustibile		3.171	9,3%	3.044	11,4%	127	4,2%
2.443	14,4%	901	6,9%	1.542	-	Gas naturale		3.516	10,4%	1.622	6,1%	1.894	116,8%
5.783	34,2%	3.068	23,6%	2.715	88,5%	Carbone		11.814	34,8%	6.883	25,8%	4.931	71,6%
6.158	36,4%	6.635	51,0%	(477)	-7,2%	Combustibile nucleare		13.613	40,1%	13.344	50,0%	269	2,0%
883	5,3%	912	7,0%	(29)	-3,2%	Altri combustibili		1.845	5,4%	1.774	6,7%	71	4,0%
16.915	100,0%	13.015	100,0%	3.900	30,0%	Totale		33.959	100,0%	26.667	100,0%	7.292	27,3%

La produzione termica lorda nel primo semestre 2017 è pari a 33.959 milioni di kWh (16.915 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017) e registra un incremento di 7.292 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+3.900 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017). L'incremento ha riguardato quasi tutte le tipologie di combustibile e in particolare il carbone.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni						2017	2016 restated	Variazioni	
27.639	26.498	1.141	4,3%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel ⁽¹⁾				54.940	52.873	2.066	3,8%

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel primo semestre 2017 è pari a 54.940 milioni di kWh (27.639 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017) e registra un incremento di 2.066 milioni di kWh (+1.141 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017) in particolare per l'acquisizione di Eléctrica del Ebro avvenuta a luglio 2016.

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni				2017	2016 restated	Variazioni	
20.433	18.825	1.608	8,5%	Mercato libero		40.368	38.492	1.876	4,9%
3.087	3.182	(95)	-3,0%	Mercato regolato		6.788	7.192	(404)	-5,6%
23.520	22.007	1.513	6,9%	Energia venduta da Enel		47.156	45.684	1.472	3,1%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo semestre 2017 sono pari a 47.156 milioni di kWh (23.520 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017), con un incremento di 1.472 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2016 (+1.513 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017); l'andamento risente del crescente passaggio dei clienti dal mercato regolato al libero in un contesto in cui la domanda nazionale è in crescita dell'1,1%.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni				2017	2016 restated	Variazioni	
4.750	4.403	347	7,9%	Ricavi		9.960	9.171	789	8,6%
902	1.130	(228)	-20,2%	Margine operativo lordo		1.596	1.973	(377)	-19,1%
511	685	(174)	-25,4%	Risultato operativo		789	1.094	(305)	-27,9%
				Investimenti		350	408	(58)	-14,2%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel secondo trimestre e nel primo semestre 2017.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre		
	2017	2016 restated	Variazioni
Generazione e Trading	1.641	973	668 68,7%
Infrastrutture e Reti	641	667	(26) -3,9%
Rinnovabili	137	222	(85) -38,3%
Mercati finali	3.696	3.103	593 19,1%
Servizi	112	78	34 43,6%
Elisioni e rettifiche	(1.477)	(640)	(837) -
Totale	4.750	4.403	347 7,9%

I **ricavi** del secondo trimestre 2017 sono in incremento di 347 milioni di euro, per effetto:

- > di maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 668 milioni di euro, prevalentemente connessi all'incremento delle quantità vendute e dei relativi prezzi. Si segnala che in buona parte tali ricavi sono realizzati nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione per cui trovano corrispondenza nelle elisioni;
- > dell'incremento dei ricavi, pari a 593 milioni di euro, sui **Mercati finali**, sostanzialmente per l'effetto al rialzo dell'andamento dei prezzi medi di vendita;
- > del decremento dei ricavi delle **Rinnovabili** principalmente per la rettifica di prezzo di 30 milioni di euro relativa alla cessione di ENEOP e ai minori ricavi per minori quantità vendute;

- > del decremento dei ricavi di **Infrastrutture e Reti** principalmente per effetto dei minori contributi di connessione che sono stati solo in parte compensati dagli effetti derivanti dall'acquisizione a partire da luglio 2016 di Eléctrica del Ebro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	134	252	(118)	-46,8%
Infrastrutture e Reti	477	473	4	0,8%
Rinnovabili	85	117	(32)	-27,4%
Mercati finali	188	286	(98)	-34,3%
Servizi	18	2	16	-
Totale	902	1.130	(228)	-20,2%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 902 milioni di euro, in decremento di 228 milioni di euro (-20,2%) rispetto all'analogo periodo del 2016, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo nelle attività di **Generazione e Trading** (118 milioni di euro) che risentono negativamente soprattutto per le maggiori imposte di natura ambientale sulla generazione, in particolare da fonte nucleare nella regione catalana;
- > del decremento dei ricavi delle **Rinnovabili** principalmente per effetto della siccità che ha ridotto le quantità prodotte, nonché a seguito della sopracitata rettifica di prezzo di 30 milioni di euro relativa alla cessione di ENEOP;
- > un minor margine sui **Mercati finali**, pari a 98 milioni di euro principalmente a seguito dei maggiori costi di approvvigionamento di energia e gas conseguente lo scenario dei prezzi delle commodity nel mercato spagnolo.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	(24)	133	(157)	-
Infrastrutture e Reti	321	273	48	17,6%
Rinnovabili	52	21	31	-
Mercati finali	147	258	(111)	-43,0%
Servizi	15	-	15	-
Totale	511	685	(174)	-25,4%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2017, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 391 milioni di euro (445 milioni di euro nel secondo trimestre 2016), è pari a 511 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2016, un decremento di 174 milioni di euro. La riduzione negli ammortamenti trova riscontro in misura prevalente nell'effetto dell'allungamento della vita utile degli impianti idroelettrici programmabili e dei parchi eolici e solari, avvenuta tra il secondo semestre 2016 e il primo semestre 2017.

Risultati del primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	2.938	2.033	905	44,5%
Infrastrutture e Reti	1.265	1.288	(23)	-1,8%
Rinnovabili	290	401	(111)	-27,7%
Mercati finali	7.941	6.654	1.287	19,3%
Servizi	222	133	89	66,9%
Elisioni e rettifiche	(2.696)	(1.338)	(1.358)	-
Totale	9.960	9.171	789	8,6%

I **ricavi** del primo semestre 2017 registrano un incremento di 789 milioni di euro, per effetto:

- > di maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 905 milioni di euro, prevalentemente connessi ai maggiori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione, incluso il nucleare, per 1.330 milioni di euro a fronte dell'incremento delle quantità vendute e in un contesto di prezzi medi di vendita crescenti anche se le attività di trading hanno parzialmente ridotto, per 425 milioni di euro, l'effetto incrementativo relativo ai prezzi. Si segnala che tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione e sono, quindi, inclusi, con segno opposto, nelle "elisioni e rettifiche";
- > maggiori ricavi sui **Mercati finali** per 1.287 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'incremento dei prezzi medi di vendita e delle quantità vendute sia nel mercato dell'energia elettrica che in quello del gas;
- > del decremento di 23 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti** principalmente per effetto dei minori contributi di connessione, solo in parte compensate compensati dall'acquisizione, a luglio 2016, di Eléctrica del Ebro e del conseguente incremento delle quantità trasportate;
- > del decremento dei ricavi delle **Rinnovabili**, principalmente a seguito delle minori quantità prodotte, al cui effetto si aggiunge la rettifica di prezzo di 30 milioni di euro rilevata nel primo semestre 2016 e relativa alla cessione di ENEOP avvenuta nel 2015.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	226	376	(150)	-39,9%
Infrastrutture e Reti	923	951	(28)	-2,9%
Rinnovabili	136	241	(105)	-43,6%
Mercati finali	277	419	(142)	-33,9%
Servizi	34	(14)	48	-
Totale	1.596	1.973	(377)	-19,1%

Il **margin operativo lordo** ammonta a 1.596 milioni di euro, con un decremento di 377 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016, a seguito di:

- > un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 150 milioni di euro, prevalentemente connesso alle maggiori imposte ambientali, soprattutto nella regione catalana, per 116 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016;

- > un decremento del margine operativo lordo su **Infrastrutture e Reti**, pari a 28 milioni di euro, da riferire principalmente alla riduzione dei contributi di allacciamento commentata nei ricavi;
- > del decremento dei ricavi delle **Rinnovabili** principalmente per effetto della siccità che ha ridotto le quantità prodotte, nonché a seguito della sopracitata rettifica di prezzo di 30 milioni di euro relativa alla cessione di ENEOP;
- > un minor margine sui **Mercati finali**, pari a circa 142 milioni di euro principalmente a seguito dei maggiori costi di approvvigionamento di energia e gas conseguente lo scenario dei prezzi delle commodity nel mercato spagnolo.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	(89)	70	(159)	-
Infrastrutture e Reti	597	566	31	5,5%
Rinnovabili	58	110	(52)	-47,3%
Mercati finali	198	366	(168)	-45,9%
Servizi	25	(18)	43	-
Totale	789	1.094	(305)	-27,9%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2017, inclusivo di ammortamenti e impairment per 807 milioni di euro (879 milioni di euro nel primo semestre 2016) è pari a 789 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2016, un decremento di 305 milioni di euro. La riduzione negli ammortamenti trova riscontro in misura prevalente nell'effetto dell'allungamento della vita utile degli impianti idroelettrici programmabili e dei parchi eolici e solari, avvenuta tra il secondo semestre 2016 e il primo semestre 2017.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Generazione e Trading	74	121	(47)	-38,8%
Infrastrutture e Reti	236	239	(3)	-1,3%
Rinnovabili	15	25	(10)	-40,0%
Mercati finali	19	20	(1)	-5,0%
Servizi	6	3	3	-
Totale	350	408	(58)	-14,2%

Gli **investimenti** ammontano a 350 milioni di euro con un decremento di 58 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2017 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (236 milioni di euro), per sub stazioni e trasformatori, interventi sulla linea e sostituzione degli apparati di misurazione. La riduzione complessiva di 58 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente è da ricondursi alla Generazione e Trading e si riferisce principalmente a minori attività di investimento sulle centrali nucleari di Litoral e di Asco II.

America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni	
6.842	6.307	535	8,5%	Termoelettrica	13.895	13.446	449	3,3%			
6.977	8.449	(1.472)	-17,4%	Idroelettrica	15.558	15.959	(401)	-2,5%			
739	592	147	24,8%	Eolica	1.397	1.049	348	33,2%			
259	154	105	68,2%	Altre fonti	548	274	274	-			
14.817	15.502	(685)	-4,4%	Totale produzione netta	31.398	30.728	670	2,2%			
3.624	3.310	314	9,5%	- di cui Argentina	7.779	6.748	1.031	15,3%			
1.282	1.406	(124)	-8,8%	- di cui Brasile	2.942	2.684	258	9,6%			
4.650	4.782	(132)	-2,8%	- di cui Cile	9.747	9.729	18	0,2%			
3.663	3.923	(260)	-6,6%	- di cui Colombia	7.443	7.175	268	3,7%			
1.556	2.035	(479)	-23,5%	- di cui Perù	3.409	4.301	(892)	-20,7%			
42	46	(4)	-8,7%	- di cui altri paesi	78	91	(13)	-14,3%			

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2017 è pari a 31.398 milioni di kWh, con un incremento di 670 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016, principalmente a seguito della maggiore produzione termoelettrica particolarmente concentrata in Argentina a seguito del fermo impianto per attività di manutenzione delle centrali Dock Sud e Costanera del primo semestre 2016. Inoltre, la produzione eolica e fotovoltaica si è incrementata, anche per l'entrata in funzione di nuovi impianti, soprattutto in Cile, ma tale incremento è quasi integralmente compensato dalla riduzione della generazione idroelettrica a seguito delle avverse condizioni meteorologiche dell'area rispetto all'analogo periodo a confronto, in particolare in Perù che ha sofferto nel primo semestre 2017 di alcune alluvioni causate dal fenomeno de El Niño costiero al punto da provocare il fermo di alcuni impianti.

Nel secondo trimestre 2017 la produzione netta è pari a 14.817 milioni di kWh con un decremento di 685 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale decremento è dovuto ad una sensibile riduzione della produzione idroelettrica, specialmente in Perù, a seguito dei danni causati dall'alluvione di fine marzo 2017.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre				
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni		
294	4,0%	483	7,2%	(189)	-39,1%	Olio combustibile	646	4,3%	1.007	7,2%	(361)	-35,8%
5.507	74,4%	4.174	62,4%	1.333	31,9%	Gas naturale	11.431	76,7%	9.265	65,8%	2.166	23,4%
1.311	17,7%	611	9,1%	700	-	Carbone	2.439	16,4%	2.061	14,6%	378	18,3%
287	3,9%	1.425	21,3%	(1.138)	-79,9%	Altri combustibili	396	2,6%	1.738	12,4%	(1.342)	-77,2%
7.399	100,0%	6.693	100,0%	706	10,5%	Totale	14.912	100,0%	14.071	100,0%	841	6,0%

La produzione termica lorda nel primo semestre 2017 è pari a 14.912 milioni di kWh e registra un incremento di 841 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo precedente. Tale incremento è sostanzialmente riferibile al maggior uso di carbone e soprattutto di gas naturale in Argentina, Cile e Brasile. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2017.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni						2017	2016 restated	Variazioni	
22.914	19.839	3.075	15,5%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel				44.855	39.676	5.179	13,1%
4.455	4.850	(395)	-8,1%	- di cui Argentina				9.090	9.551	(461)	-4,8%
8.991	5.730	3.261	56,9%	- di cui Brasile				16.850	11.574	5.276	45,6%
4.073	4.012	61	1,5%	- di cui Cile				8.074	7.875	199	2,5%
3.411	3.323	88	2,6%	- di cui Colombia				6.783	6.744	39	0,6%
1.984	1.924	60	3,1%	- di cui Perù				4.058	3.932	126	3,2%

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata, nel primo semestre 2017, è pari a 44.855 milioni di kWh (22.914 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017) e registra un incremento, pari a 5.179 milioni di kWh (+3.075 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017), in particolar modo in Brasile a seguito dell'acquisizione di CELG-D che opera nella regione di Goiás (+5.510 milioni di kWh).

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni						2017	2016 restated	Variazioni	
1.584	1.487	97	6,5%	Mercato libero				3.264	3.092	172	5,6%
16.449	14.510	1.939	13,4%	Mercato regolato				33.999	29.318	4.681	16,0%
18.033	15.997	2.036	12,7%	Totale				37.263	32.410	4.853	15,0%
3.778	4.155	(377)	-9,1%	- di cui Argentina				7.643	8.121	(478)	-5,9%
7.000	4.853	2.147	44,2%	- di cui Brasile				14.987	10.135	4.852	47,9%
3.250	3.259	(9)	-0,3%	- di cui Cile				6.577	6.569	8	0,1%
2.335	2.050	285	13,9%	- di cui Colombia				4.629	4.126	503	12,2%
1.670	1.680	(10)	-0,6%	- di cui Perù				3.427	3.459	(32)	-0,9%

L'energia venduta nel primo semestre 2017 ammonta a 37.263 milioni di kWh (18.033 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017) e registra un incremento di 4.853 milioni di kWh (+2.036 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017). Analogamente a quanto commentato sopra l'incremento è principalmente da ascrivere all'acquisto sopra citato di Celg-D per 5.319 milioni di kWh.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro				1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni						2017	2016 restated	Variazioni	
3.266	2.592	674	26,0%	Ricavi				6.513	5.105	1.408	27,6%
971	881	90	10,2%	Margine operativo lordo				2.058	1.730	328	19,0%
612	630	(18)	-2,9%	Risultato operativo				1.387	1.247	140	11,2%
				Investimenti				1.381	1.265	116	9,2%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2017.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Argentina	374	331	43	13,0%
Brasile	1.183	592	591	-
Cile	870	870	-	-
Colombia	527	495	32	6,5%
Perù	308	301	7	2,3%
Altri paesi	4	3	1	33,3%
Totale	3.266	2.592	674	26,0%

I **ricavi** del secondo trimestre 2017 registrano un incremento di 674 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 43 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti delle riforme tariffarie i cui benefici sono solo in parte compensati dall'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti del peso argentino;
- > incremento dei ricavi in Brasile per 591 milioni di euro, per effetto dell'acquisto di Celg Distribuição S.A., i cui ricavi nel secondo trimestre 2017 ammontano a 390 milioni di euro e dell'apprezzamento del Real brasiliano nei confronti dell'euro;
- > maggiori ricavi in Colombia per 32 milioni di euro, in particolare a seguito dell'effetto cambi dovuto all'apprezzamento del peso colombiano nei confronti dell'euro;

I ricavi in Perù sono sostanzialmente allineati tra i due periodi a confronto in quanto i negativi effetti prodotti dall'alluvione di marzo 2017 sono stati più che riassorbiti dal positivo andamento dei cambi.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Argentina	77	98	(21)	-21,4%
Brasile	269	147	122	83,0%
Cile	227	258	(31)	-12,0%
Colombia	276	261	15	5,7%
Perù	120	116	4	3,4%
Altri paesi	2	1	1	-
Totale	971	881	90	10,2%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 971 milioni di euro, con un incremento di 90 milioni di euro (+10,2%) rispetto all'analogo periodo del 2016 a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Argentina per 21 milioni di euro, principalmente per effetto del diverso meccanismo regolatorio che ha caratterizzato i due trimestri a confronto nonché per i maggiori costi di approvvigionamento;
- > un minor margine operativo lordo in Cile per 31 milioni di euro, a seguito della minore marginalità sulle vendite sia nella distribuzione che nella generazione, anche a seguito dei maggiori costi di approvvigionamento dei combustibili;

- > un incremento del margine in Brasile per 122 milioni di euro, che risente della migliore marginalità sulle vendite delle società di distribuzione brasiliane ulteriormente amplificato dal favorevole andamento dei cambi. A tale effetto si aggiunge la già citata variazione di perimetro per l'acquisto di Celg Distribuição S.A.;
- > un incremento del margine in Colombia per 15 milioni di euro, dove la migliore marginalità generata nella distribuzione e il favorevole andamento dei cambi sono stati solo in parte compensati dalla minore marginalità nella generazione a seguito della riduzione dei prezzi medi di vendita;

I margini in Perù sono sostanzialmente allineati tra i due periodi a confronto in quanto i negativi effetti prodotti dall'alluvione di marzo 2017, in termini di minori disponibilità di capacità di generazione, sono stati più che riassorbiti dal positivo andamento dei cambi.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Argentina	49	80	(31)	-38,8%
Brasile	113	54	59	-
Cile	141	187	(46)	-24,6%
Colombia	234	225	9	4,0%
Perù	73	84	(11)	-13,1%
Altri paesi	2	-	2	-
Totale	612	630	(18)	-2,9%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2017, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 359 milioni di euro (251 milioni di euro nel secondo trimestre 2016) è pari a 612 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2016, un decremento di 18 milioni di euro. I maggiori ammortamenti e perdite di valore sono principalmente da riferire all'effetto della variazione di perimetro per CELG-D e alla variazione dei cambi.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Argentina	739	595	144	24,2%
Brasile	2.178	1.112	1.066	95,9%
Cile	1.891	1.730	161	9,3%
Colombia	1.070	1.038	32	3,1%
Perù	629	625	4	0,6%
Altri paesi	6	5	1	20,0%
Totale	6.513	5.105	1.408	27,6%

I **ricavi** del primo semestre 2017 registrano un incremento di 1.408 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 144 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti delle riforme tariffarie intervenute tra il secondo semestre del 2016 e l'inizio del 2017 che hanno incrementato i prezzi medi di vendita, i cui benefici sono solo in parte compensati dall'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti del pesos argentino;

- > un incremento dei ricavi in Brasile per 1.066 milioni di euro, per effetto dell'acquisto di CELG-D (596 milioni di euro) e per il significativo apprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro (252 milioni di euro), delle maggiori attività di costruzione su impianti serviti in regime di concessioni e rientranti nel campo di applicazione dell'IFRIC 12, nonché di alcuni adeguamenti regolatori che hanno impattato positivamente sulle tariffe;
- > un incremento dei ricavi in Cile per 161 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della plusvalenza rilevata per la cessione di Electrogas (146 milioni di euro) e dell'effetto cambi, positivo per 121 milioni di euro. Tali fattori sono parzialmente compensati dalla riduzione delle quantità prodotte e vendute nel mercato libero;
- > maggiori ricavi in Colombia per 32 milioni di euro, principalmente per effetto del deprezzamento dell'euro rispetto alla valuta locale (97 milioni di euro) i cui effetti sono bilanciati in parte dal calo dei prezzi unitari nella Borsa dell'energia elettrica;

Infine, i ricavi in Perù sono sostanzialmente allineati tra i due periodi a confronto in quanto gli effetti negativi prodotti dall'alluvione di marzo 2017, in termini di minori disponibilità di capacità di generazione, sono stati più che riassorbiti dal positivo andamento dei cambi.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Argentina	143	156	(13)	-8,3%
Brasile	457	296	161	54,4%
Cile	665	532	133	25,0%
Colombia	547	496	51	10,3%
Perù	242	247	(5)	-2,0%
Altri paesi	4	3	1	33,3%
Totale	2.058	1.730	328	19,0%

Il **margin operativo lordo** ammonta a 2.058 milioni di euro, con un incremento di 328 milioni di euro (+19,0%) rispetto all'analogo periodo del 2016 a seguito di:

- > un decremento del margine operativo lordo in Argentina per 13 milioni di euro, principalmente per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento di energia elettrica da Cammesa e di alcune multe derivanti dal nuovo sistema tariffario rilevate nel periodo che hanno più che compensato i maggiori ricavi sopra commentati;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 133 milioni di euro, che risente in misura prevalente della plusvalenza sopra citata.
- > un incremento del margine in Colombia per 51 milioni di euro da addebitare sostanzialmente all'effetto del deprezzamento dell'euro nei confronti del pesos (50 milioni di euro);
- > un aumento del margine in Brasile per 161 milioni di euro, che risente della migliore marginalità sulle vendite delle società di distribuzione brasiliane ulteriormente amplificato dal favorevole andamento dei cambi (quest'ultimo pari a 63 milioni di euro). A tale effetto si aggiunge la già citata variazione di perimetro per l'acquisto di CELG-D (29 milioni di euro).

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Argentina	91	124	(33)	-26,6%
Brasile	176	121	55	45,5%
Cile	497	391	106	27,1%
Colombia	459	426	33	7,7%
Perù	161	184	(23)	-12,5%
Altri paesi	3	1	2	-
Totale	1.387	1.247	140	11,2%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2017, inclusivo di ammortamenti e impairment per 671 milioni di euro (483 milioni di euro nel primo semestre 2016) è pari a 1.387 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2016 un incremento di 140 milioni di euro. I maggiori ammortamenti e impairment (che evidenziano un incremento complessivamente pari a 188 milioni di euro) sono principalmente da riferire alla già citata variazione dei cambi, all'effetto della variazione di perimetro per l'acquisto di CELG-D (34 milioni di euro), nonché al maggior adeguamento netto di valore dei crediti commerciali in Brasile e Argentina per 41 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Argentina	81	97	(16)	-16,5%
Brasile	770	493	277	56,2%
Cile	207	481	(274)	-57,0%
Colombia	110	101	9	8,9%
Perù	213	91	122	-
Altri paesi	-	2	(2)	-
Totale	1.381	1.265	116	9,2%

Gli **investimenti** ammontano a 1.381 milioni di euro con un incremento di 116 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, tale aumento nel primo semestre 2017 è riconducibile agli interventi sulla rete di distribuzione in Brasile, a seguito anche dell'acquisizione di CELG-D (100 milioni di euro), nonché agli investimenti in Perù per 121 milioni di euro per la costruzione di impianti eolici e solari che saranno in operation tra fine 2017 e inizio 2018.

Viene segnalata di contrario la riduzione degli investimenti in Cile nel settore delle rinnovabili a causa del completamento delle attività relativamente alla capacità produttiva entrata nel 2016.

Europa e Nord Africa

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni				2017	2016 restated	Variazioni	
8.212	9.482	(1.270)	-13,4%	Termoelettrica		18.325	20.288	(1.963)	-9,7%
-	2.457	(2.457)	-	Nucleare		-	6.244	(6.244)	-
4	484	(480)	-	Idroelettrica		18	1.097	(1.079)	-98,4%
365	339	26	7,7%	Eolica		901	864	37	4,3%
48	49	(1)	-2,0%	Altre fonti		75	76	(1)	-1,3%
8.629	12.811	(4.182)	-32,6%	Totale produzione netta		19.319	28.569	(9.250)	-32,4%
8.212	9.037	(825)	-9,1%	- di cui Russia		18.325	19.108	(783)	-4,1%
-	3.327	(3.327)	-	- di cui Slovacchia		-	8.146	(8.146)	-
-	53	(53)	-	- di cui Belgio		-	352	(352)	-
417	394	23	5,8%	- di cui altri paesi		994	963	31	3,2%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo semestre 2017 è pari a 19.319 milioni di kWh, con un decremento di 9.250 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016.

Tale variazione è principalmente riferibile alla variazione del perimetro di consolidamento conseguente la cessione di Slovenské elektrárne (avvenuta a luglio 2016) e Marcinelle Energie (avvenuta a novembre 2016). A tale componente si aggiunge il calo della generazione in Russia, principalmente da riferire ad una diminuzione della produzione delle centrali a gas (-775 milioni di kWh), i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'andamento positivo degli impianti a ciclo combinato.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

2° trimestre						Milioni di kWh		1° semestre					
2017		2016 restated	Variazioni				2017		2016 restated	Variazioni			
4.197	48,3%	4.672	36,7%	(475)	-10,2%	Gas naturale	9.845	50,8%	10.671	37,7%	(826)	-7,7%	
4.487	51,7%	5.396	42,5%	(909)	-16,8%	Carbone	9.521	49,2%	10.871	38,5%	(1.350)	-12,4%	
-	-	2.661	20,9%	(2.661)	-	Combustibile nucleare	-	-	6.727	23,8%	(6.727)	-	
8.684	100,0%	12.729	100,0%	(4.045)	-31,8%	Totale	19.366	100,0%	28.269	100,0%	(8.903)	-31,5%	

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2017 ha fatto registrare un decremento di 8.903 milioni di kWh, attestandosi a 19.366 milioni di kWh. Il decremento del periodo, oltre a risentire delle citate variazioni del perimetro di consolidamento, evidenzia in Russia un maggior ricorso alla produzione dagli impianti a ciclo combinato a scapito degli impianti a gas (che peraltro nel primo semestre del 2016 avevano subito un fermo temporaneo dell'impianto di Nevinnomisskaya) e di quelli a carbone.

Trasporto di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni			
3.598	3.498	100	2,9%	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	7.528	7.278	250	3,4%	

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 250 milioni di kWh (+3,4%), passando da 7.278 milioni di kWh a 7.528 milioni di kWh nel primo semestre 2017. L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati, che riflettono il trend di sviluppo della rete elettrica del Paese che investe sia i clienti residenziali che quelli business.

Vendite di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni			
1.364	2.214	(850)	-38,4%	Mercato libero	2.631	4.564	(1.933)	-42,4%	
1.012	1.140	(128)	-11,2%	Mercato regolato	2.222	2.482	(260)	-10,5%	
2.376	3.354	(978)	-29,2%	Totale	4.853	7.046	(2.193)	-31,1%	
2.376	1.744	632	36,2%	- di cui Romania	4.853	3.756	1.097	29,2%	
-	597	(597)	-	- di cui Francia	-	1.241	(1.241)	-	
-	1.013	(1.013)	-	- di cui Slovacchia	-	2.049	(2.049)	-	

Le vendite di energia effettuate nel primo semestre 2017 registrano un decremento di 2.193 milioni di kWh passando da 7.046 milioni di kWh a 4.853 milioni di kWh. Tale decremento, parzialmente compensato dall'aumento delle vendite in Romania, è riferibile:

- > alla variazione del perimetro di consolidamento conseguente la cessione di Slovenské elektrarne (avvenuta a luglio 2016) ed Enel France (avvenuta a dicembre 2016);
- > 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 2017.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro		1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni			
515	1.091	(576)	-52,8%	Ricavi	1.157	2.304	(1.147)	-49,8%	
133	183	(50)	-27,3%	Margine operativo lordo	277	421	(144)	-34,2%	
81	70	11	15,7%	Risultato operativo	172	239	(67)	-28,0%	
				Investimenti	153	88 ⁽¹⁾	65	73,9%	

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2017.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Romania	250	236	14	5,9%
Russia	243	212	31	14,6%
Slovacchia	-	568	(568)	-
Altri paesi	22	75	(53)	-70,7%
Totale	515	1.091	(576)	-52,8%

I **ricavi** del secondo trimestre 2017 risultano pari a 515 milioni di euro con un decremento di 576 milioni di euro (-52,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne (568 milioni di euro), Marcinelle Energie (19 milioni di euro) ed Enel France (31 milioni di euro);
- > alla aumento dei ricavi in Romania per 14 milioni di euro, riferibile ai maggiori volumi trasportati e venduti che hanno più che compensato la riduzione delle tariffe di distribuzione;
- > all'aumento dei ricavi in Russia per 31 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'apprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (48 milioni di euro), nonché alla crescita dei prezzi unitari di vendita che ha più che compensato il calo della produzione.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Romania	71	84	(13)	-15,5%
Russia	50	41	9	22,0%
Slovacchia	-	48	(48)	-
Altri paesi	12	10	2	20,0%
Totale	133	183	(50)	-27,3%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 133 milioni di euro, registrando un decremento di 50 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2016. Tale variazione è principalmente relativa:

- > alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne (48 milioni di euro);
- > ad una riduzione del margine operativo lordo in Romania per 13 milioni di euro che riflette l'aumento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica;
- > ad un incremento del margine operativo lordo in Russia per 9 milioni di euro, prevalentemente per effetto dei prezzi crescenti e di alcuni efficientamenti operativi (in particolare sul costo di personale), nonché del già citato effetto positivo del cambi.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Romania	38	52	(14)	-26,9%
Russia	36	28	8	28,6%
Slovacchia	-	(15)	15	-
Altri paesi	7	5	2	40,0%
Totale	81	70	11	15,7%

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2017 è pari a 81 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2016, un incremento di 11 milioni di euro. In particolare, l'aumento risente del deconsolidamento di Slovenské (nel secondo trimestre 2016 il risultato operativo era infatti negativo per 15 milioni di euro) e per 8 milioni di euro della più alta marginalità registrata in Russia. In riduzione per gli effetti sopra citati è invece il risultato operativo in Romania.

Risultati economici del primo semestre

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Romania	554	513	41	8,0%
Russia	557	425	132	31,1%
Slovacchia	-	1.172	(1.172)	-
Altri paesi	46	194	(148)	-76,3%
Totale	1.157	2.304	(1.147)	-49,8%

I **ricavi** del primo semestre 2017 risultano pari a 1.157 milioni di euro con un decremento di 1.147 milioni di euro (-49,8%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 1.172 milioni di euro, che dipendono dell'avvenuto deconsolidamento a seguito della cessione avvenuta a fine luglio 2016;
- > ai maggiori ricavi in Russia per 132 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del apprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (110 milioni di euro) a cui si associa un aumento dei prezzi unitari che ha più che compensato il calo della produzione;
- > all'aumento dei ricavi in Romania per 41 milioni di euro, riferibile ai maggiori volumi trasportati e venduti che hanno più che compensato la riduzione delle tariffe di distribuzione;
- > minori ricavi negli altri paesi a seguito del deconsolidamento di Marcinelle Energie e Enel France, il cui effetto è complessivamente pari a 148 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Romania	114	164	(50)	-30,5%
Russia	140	78	62	79,5%
Slovacchia	-	157	(157)	-
Altri paesi	23	22	1	4,5%
Totale	277	421	(144)	-34,2%

Il **margin**e operativo lordo ammonta a 277 milioni di euro, registrando un decremento di 144 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017. Tale andamento è principalmente relativo:

- > alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne per 157 milioni di euro;
- > ad una riduzione del margine rilevata in Romania per 50 milioni di euro, che riflette l'aumento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica;
- > ad un incremento del margine operativo lordo in Russia per 62 milioni di euro prevalentemente riferibile all'effetto del apprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, agli efficientamenti operativi realizzati e alla perdita di margine causata dal fermo di alcuni impianti nel primo semestre 2016.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Romania	46	102	(56)	-54,9%
Russia	111	55	56	-
Slovacchia	-	70	(70)	-
Altri paesi	15	12	3	25,0%
Totale	172	239	(67)	-28,0%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2017 è pari a 172 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 67 milioni di euro. In particolare, l'aumento di 56 milioni di euro di Enel Russia è stato compensato dalla riduzione di 56 milioni di euro del risultato operativo in Romania e dalla riduzione di 70 milioni dovuti alla variazione del perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Romania	52	49	3	6,1%
Russia	53	35	18	51,4%
Altri paesi	48	4	44	-
Totale	153	88 ⁽¹⁾	65	73,9%

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

Gli investimenti ammontano a 153 milioni di euro, in aumento di 65 milioni rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > all'incremento in Russia per 18 milioni di euro, dovuto principalmente ad attività di manutenzione straordinaria sugli impianti;
- > sugli Altri paesi c'è stato un incremento di 44 milioni di euro riferibile al progetto eolico Kafireas in Grecia, per 31 milioni di euro, e agli investimenti sull'impianto geotermico in Germania per 13 milioni di euro.

Nord e Centro America

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni			2017	2016 restated	Variazioni	
526	697	(171)	-24,5%	Idroelettrica	1.187	1.540	(353)	-22,9%
-	91	(91)	-	Geotermoelettrica	-	208	(208)	-
1.605	2.076	(471)	-22,7%	Eolica	3.454	4.672	(1.218)	-26,1%
60	17	43	-	Altre fonti	75	32	43	-
2.191	2.881	(690)	-24,0%	Totale produzione netta	4.716	6.452	(1.736)	-26,9%
1.293	2.165	(872)	-40,3%	- di cui Stati Uniti e Canada	2.611	4.756	(2.145)	-45,1%
416	318	98	30,8%	- di cui Messico	1.020	782	238	30,4%
280	320	(40)	-12,5%	- di cui Panama	730	758	(28)	-3,7%
202	78	124	-	- di cui altri paesi	355	156	199	127,6%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo semestre 2017 è pari a 4.716 milioni di kWh, con un decremento di 1.736 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale riduzione è attribuibile prevalentemente alla minore generazione negli Stati Uniti e Canada (-2.145 milioni di kWh) da riferire in misura prevalente al deconsolidamento, a seguito della perdita di controllo, degli impianti di EGPNA REP con decorrenza 30 novembre 2016; tale effetto è solo parzialmente compensato dalla maggiore quantità generata da fonte eolica in Messico (+244 milioni di kWh) a seguito dell'entrata in esercizio degli impianti Vientos del Altiplano e Palo Alto e dalle maggiori quantità prodotte in Costa Rica e Guatemala.

Analoghi andamenti si rilevano per quanto riguarda il secondo trimestre 2017.

Risultati economici

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni			2017	2016 restated	Variazioni	
188	218	(30)	-13,8%	Ricavi	365	462	(97)	-21,0%
105	147	(42)	-28,6%	Margine operativo lordo	218	327	(109)	-33,3%
61	80	(19)	-23,8%	Risultato operativo	123	199	(76)	-38,2%
				Investimenti	813	748	65	8,7%

Nella seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel secondo trimestre e nel primo semestre 2017.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	94	152	(58)	-38,2%
Messico	32	23	9	39,1%
Panama	43	34	9	26,5%
Altri paesi	19	9	10	-
Totale	188	218	(30)	-13,8%

I **ricavi** del secondo trimestre 2017 ammontano a 188 milioni di euro, con un decremento di 30 milioni di euro (-13,8%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa:

- > ad una riduzione dei ricavi in Nord America per 58 milioni di euro, da riferirsi al deconsolidamento di EGPNA REP (avvenuta con decorrenza 30 novembre 2016) oltre che ai minori ricavi da tax partnership;
- > ai maggiori ricavi in Messico per 9 milioni di euro per una maggiore produzione di energia da fonte eolica;
- > ai più alti ricavi nella Repubblica di Panama per 9 milioni di euro e realizzati per maggiori vendite di energia prodotta fonte solare.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	46	107	(61)	-57,0%
Messico	22	16	6	37,5%
Panama	25	20	5	25,0%
Altri paesi	12	4	8	-
Totale	105	147	(42)	-28,6%

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel secondo trimestre 2017, a 105 milioni di euro, in decremento di 42 milioni di euro (-28,6%) rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale decremento è riferibile all'andamento registrato nel secondo trimestre per i ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	23	55	(32)	-58,2%
Messico	12	7	5	71,4%
Panama	22	17	5	29,4%
Altri paesi	4	1	3	-
Totale	61	80	(19)	-23,8%

Il **risultato operativo**, pari a 61 milioni di euro, registra un decremento di 19 milioni di euro, in relazione alla minore marginalità conseguita solo parzialmente compensata dai minori ammortamenti e perdite di valore perdite di valore per 23 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

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

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	179	322	(143)	-44,4%
Messico	70	50	20	40,0%
Panama	81	69	12	17,4%
Altri paesi	35	21	14	66,7%
Totale	365	462	(97)	-21,0%

I **ricavi** del primo semestre 2017 si attestano a 365 milioni di euro con un decremento di 97 milioni di euro (-21,0%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ad una riduzione dei ricavi in Stati Uniti e Canada per 143 milioni di euro, di cui 149 milioni di euro relativi al deconsolidamento di EGPNA REP (avvenuta con decorrenza 30 novembre 2016);
- > ai maggiori ricavi in Messico per 20 milioni di euro, da riferire principalmente alle quantità prodotte dai nuovi impianti eolici Vientos del Altiplano e Palo Alto;
- > all'aumento dei ricavi nella Repubblica di Panama per 12 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei cambi e dei prezzi unitari;
- > ai maggiori ricavi negli altri paesi per 14 milioni di euro, prevalentemente riferibili al Costa Rica.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	93	235	(142)	-60,4%
Messico	49	36	13	36,1%
Panama	54	46	8	17,4%
Altri paesi	22	10	12	-
Totale	218	327	(109)	-33,3%

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2017 ammonta a 218 milioni di euro, in decremento di 109 milioni di euro (-33,3%) rispetto al primo semestre 2016; tale decremento è riferibile – con le stesse motivazioni commentate precedentemente nei ricavi - essenzialmente al minor margine realizzato negli Stati Uniti e Canada per 142 milioni di euro, solo parzialmente compensato dalla crescita del margine negli altri paesi.

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	44	137	(93)	-67,9%
Messico	25	17	8	47,1%
Panama	48	40	8	20,0%
Altri paesi	6	5	1	20,0%
Totale	123	199	(76)	-38,2%

Il **risultato operativo** del primo semestre 2017, pari a 123 milioni di euro, registra un decremento di 76 milioni di euro che risente della diminuzione del margine operativo lordo essendosi invece ridotto il livello degli ammortamenti e impairment per 33 milioni. Quest'ultima riflette sostanzialmente l'operazione di deconsolidamento di EGPNA REP sopra citata.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Stati Uniti e Canada	595	600	(5)	-0,8%
Messico	188	83	105	-
Panama	7	27	(20)	-74,1%
Altri paesi	23	38	(15)	-39,5%
Totale	813	748	65	8,7%

Gli investimenti del primo semestre 2017 ammontano a 813 milioni di euro in incremento di 65 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente da attribuire ai maggiori investimenti in impianti eolici realizzati in Messico.

Africa Sub-Sahariana e Asia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

2° trimestre				1° semestre			
Milioni di kWh							
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni	
252	117	135	- Eolica	395	161	234	-
129	4	125	- Altre fonti	287	9	278	-
381	121	260	- Totale	682	170	512	-
272	4	268	- di cui Sud Africa	518	9	509	-
109	117	(8)	-6,8% - di cui India	164	161	3	1,9%

La produzione netta è pari nel primo semestre 2017 a 682 milioni di kWh (381 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017), con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2016 di 512 milioni di kWh (260 milioni di kWh nel secondo trimestre 2017). Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore produzione di energia eolica (+234 milioni di kWh) e solare realizzata in Sud Africa (+278 milioni di kWh) a seguito dell'entrata in esercizio di alcuni impianti.

Risultati economici

2° trimestre				1° semestre			
Milioni di euro							
2017	2016 restated	Variazioni		2017	2016 restated	Variazioni	
25	6	19	- Ricavi	46	9	37	-
16	3	13	- Margine operativo lordo	28	1	27	-
5	1	4	- Risultato operativo	7	(2)	9	-
			Investimenti	21	201	(180)	-89,6%

Nella seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel primo semestre e nel secondo trimestre 2017.

Risultati economici del secondo trimestre

Ricavi

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Sud Africa	20	-	20	-
India	5	6	(1)	-16,7%
Totale	25	6	19	-

I ricavi del secondo trimestre 2017 ammontano a 25 milioni di euro, con un incremento di 19 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente beneficiando della produzione di energia eolica e solare degli impianti sudafricani che sono entrati in esercizio a partire dal secondo semestre 2016 (Sublunary, Nojoli, Pulida, Adams 2, Electra, Gibson Bay and Tobivox).

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Sud Africa	12	(1)	13	-
India	5	4	1	25,0%
Altri paesi	(1)	-	(1)	-
Totale	16	3	13	-

Il **margine operativo lordo** ammonta, nel secondo trimestre 2017, a 16 milioni di euro, in incremento di 13 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016 a seguito degli stessi fenomeni commentati nei ricavi.

Risultato operativo

Milioni di euro	2° trimestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Sud Africa	3	(1)	4	-
India	3	2	1	50,0%
Altri paesi	(1)	-	(1)	-
Totale	5	1	4	-

Il **risultato operativo**, pari a 5 milioni di euro, registra un incremento di 4 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 9 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

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

Ricavi

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Sud Africa	38	1	37	-
India	8	8	-	-
Totale	46	9	37	-

I **ricavi** dei primi sei mesi del 2017 si attestano a 46 milioni di euro con un incremento di 37 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è da riferire all'entrata in esercizio ed alla conseguente maggiore produzione di impianti sudafricani.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Sud Africa	24	(4)	28	-
India	5	5	-	-
Altri paesi	(1)	-	(1)	-
Totale	28	1	27	-

Il **margine operativo lordo** del primo semestre 2017 ammonta a 28 milioni di euro, in incremento di 27 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi del 2016. La variazione riflette quanto già evidenziato per l'incremento dei ricavi. .

Risultato operativo

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Sud Africa	7	(4)	11	-
India	1	2	(1)	-50,0%
Altri paesi	(1)	-	(1)	-
Totale	7	(2)	9	-

Il **risultato operativo** del primo semestre 2017, pari a 7 milioni di euro, registra un incremento di 9 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 18 milioni di euro, da riferire principalmente alla messa in esercizio di sei impianti in Sudafrica nel corso del 2016.

Investimenti

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016 restated	Variazioni	
Sud Africa	19	201	(182)	-90,5%
India	1	-	1	-
Altri paesi	1	-	1	-
Totale	21	201	(180)	-89,6%

Gli **investimenti** del primo semestre 2017 ammontano a 21 milioni di euro in decremento di 180 milioni rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente ad impianti fotovoltaici in Sud Africa, mentre il portafoglio di nuovi progetti detenuto in India è ancora nella fase pre-realizzativa.

Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

2° trimestre		Milioni di euro			1° semestre			
2017	2016 restated	Variazioni			2017	2016 restated	Variazioni	
54	234	(180)	-76,9%	Ricavi (al netto delle elisioni)	154	413	(259)	-62,7%
(71)	(40)	(31)	-77,5%	Margine operativo lordo	(166)	(78)	(88)	-
(74)	(98)	24	-24,5%	Risultato operativo	(173)	(149)	(24)	-16,1%
				Investimenti	7	17	(10)	-58,8%

Risultati economici del secondo trimestre

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del secondo trimestre 2017 risultano pari a 54 milioni di euro, con un decremento di 180 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-76,9%) a seguito di alcuni trasferimenti di attività descritti in seguito nel commento al semestre.

Il **marginale operativo lordo** del secondo trimestre 2017, negativo per 71 milioni di euro, si è decrementato di 31 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016. Tale riduzione viene ricondotta principalmente alla riduzione delle "management fee" su servizi prestati ad altre Divisioni del Gruppo.

Il **risultato operativo**, negativo per 74 milioni di euro, risulta in miglioramento di 24 milioni di euro rispetto al valore registrato nel secondo trimestre 2016, a fronte di minori ammortamenti e impairment per 55 milioni di euro, in linea con quanto commentato successivamente in relazione ai dati semestrali.

Risultati economici del primo semestre

I **ricavi** del primo semestre 2017, al netto delle elisioni, risultano pari a 154 milioni di euro con un decremento di 259 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016 (-62,7%). Tale decremento è essenzialmente riferibile a:

- > minori ricavi di ingegneria a seguito dell'incorporazione di Enel Ingegneria e Ricerca in Enel Produzione con confluenza dei dati nel segmento Italia per 72 milioni di euro;
- > minori ricavi per servizi informatici a seguito della cessione del ramo di Information technology da Enel Iberoamerica ad Endesa, con confluenza quindi nel segmento Iberia per 90 milioni di euro;
- > alla riduzione di 50 milioni di euro delle "management fee" su servizi prestati ad altre Divisioni del Gruppo;
- > alla plusvalenza rilevata nel primo semestre 2016 relativamente alla cessione di Compostilla Re per 19 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** del primo semestre 2017, negativo per 166 milioni di euro, registra un decremento di 88 milioni di euro e riflette essenzialmente la contrazione dei ricavi della Holding e la rilevazione della sopracitata plusvalenza sulla cessione di Compostilla Re.

Il **risultato operativo** del primo semestre 2017, è negativo per 173 milioni di euro e registra un incremento di 24 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto dei minori ammortamenti e impairment per 64 milioni di euro da riferire principalmente all'adeguamento al presumibile valore di realizzo, effettuato nel primo semestre 2016 sugli asset in fase di sviluppo nell'Upstream gas in Algeria (licenza Isarene), nonché al trasferimento del software e hardware di Enel Iberoamerica a Endesa.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo semestre 2017 ammontano a 7 milioni di euro, con un decremento di 10 milioni di euro rispetto al valore registrato nel primo semestre 2016.

Fatti di rilievo del primo semestre 2017

Accordo di finanziamento di energie rinnovabili in Brasile

Il 4 gennaio 2017, il Gruppo Enel e la Banca di sviluppo brasiliana ("BNDES"), la principale agenzia per il finanziamento dello sviluppo in Brasile, hanno firmato un accordo di finanziamento ventennale per un importo complessivo di circa 373 milioni di real (circa 109 milioni di euro). Il prestito di BNDES coprirà una parte degli investimenti necessari per la costruzione della centrale idroelettrica Apiacás da 102 MW nello stato del Mato Grosso nella Regione centro-occidentale del Brasile. Come previsto dall'accordo di prestito, la prima rata di 293 milioni di real (circa 85 milioni di euro) è stata erogata alla firma dell'accordo, e sarà seguita da una seconda rata da 80 milioni di real (circa 24 milioni di euro) nei primi mesi del 2017, previo adempimento delle condizioni sospensive previste per questo tipo di operazioni. Il prestito ha un tasso di interesse basato sul TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), il tasso di interesse a lungo termine rivisto trimestralmente dalla Banca Centrale del Brasile. Il TJLP è attualmente al 7,5%, e quindi inferiore all'attuale tasso interbancario brasiliano del 13,63%. Il TJLP funge da tasso di riferimento per i prestiti concessi da BNDES alle aziende private i cui progetti sono ritenuti idonei a ricevere finanziamenti federali.

Emissione del primo "green bond"

In data 9 gennaio 2017 Enel Finance International ("EFI") ha collocato (con regolamento dell'emissione il 16 gennaio) con successo sul mercato europeo il suo primo green bond, destinato ad investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata da Enel SpA. L'emissione ammonta a complessivi 1.250 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2024 e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari all'1%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2017. Il prezzo di emissione è stato fissato in 99,001% ed il rendimento effettivo a scadenza è pari a 1,137%. Tale green bond è quotato sul mercato regolamentato della Borsa dell'Irlanda e sul mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo. L'operazione ha raccolto adesioni per un importo di circa 3 miliardi di euro, con una partecipazione significativa di c.d. Investitori Socialmente Responsabili ("SRI") che ha permesso al Gruppo Enel di diversificare ulteriormente la propria base di investitori. I proventi netti dell'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie a medio termine di Enel ed EFI (Programma Euro Medium Term Notes - EMTN) – saranno utilizzati per finanziare i c.d. eligible green projects del Gruppo Enel individuati e/o da individuare in conformità ai c.d. "Green Bond Principles 2016" pubblicati dall'ICMA – International Capital Market Association. In particolare, rientrano nella categoria degli eligible green projects a titolo esemplificativo, i progetti di sviluppo, costruzione e repowering di impianti di generazione da fonti rinnovabili, sviluppo di reti di trasmissione e distribuzione, nonché di implementazione di smart grids e smart meters nelle aree geografiche in cui il Gruppo opera.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche che ha visto coinvolti, in qualità di joint-bookrunners, Banca IMI, BofA Merrill Lynch, Credit Agricole CIB, Citi, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, Mizuho Securities, Natixis, SMBC Nikko, UniCredit Bank.

Acquisizione di Demand Energy

L'11 gennaio 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA"), ha acquisito una partecipazione del 100% in Demand Energy Networks ("Demand Energy"), società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti. Enel collaborerà con Demand Energy, che si è imposta quale leader sul mercato dello storage di New York City, offrendo soluzioni di valore a clienti commerciali e industriali, per ampliare la distribuzione del sistema di ottimizzazione di rete (Distributed Energy Network Optimization System, DEN.OSTM) della società, una

piattaforma software di controllo intelligente che consente l'ottimizzazione in tempo reale della gestione dell'energia, rivoluzionando le modalità di generazione, stoccaggio e consumo.

Accordo di collaborazione con Saudi Electricity Company (SEC)

In data 11 gennaio 2017 Enel S.p.A. e la utility saudita Saudi Electricity Company (SEC) hanno siglato un accordo quadro di cooperazione nella distribuzione di energia elettrica, un settore che vedrà le due società lavorare insieme per sviluppare la condivisione di lungo termine di conoscenze strategiche nell'ambito delle ultime tecnologie di rete. In base all'accordo, che ha una durata di tre anni, ma potrà essere esteso se entrambe le parti lo concorderanno, Enel e SEC potenzieranno lo scambio di informazioni, buone pratiche ed esperienze nel settore della distribuzione di energia elettrica. Più in particolare, le due società condivideranno le migliori pratiche e benchmark per portare le prestazioni delle reti di distribuzione in aree come le operation, l'efficienza e la sicurezza a livelli best-in-class, introducendo anche una roadmap tecnologica finalizzata alla digitalizzazione delle reti di distribuzione e a migliorare l'efficienza energetica al servizio dei clienti. Enel e SEC valuteranno inoltre ulteriori aree di collaborazione nel settore della distribuzione di energia elettrica.

Accordo con Dubai Electricity and Water Authority (DEWA)

In data 14 gennaio 2017 Enel SpA e Dubai Electricity and Water Authority (DEWA), l'azienda pubblica di servizi infrastrutturali di Dubai, hanno firmato un memorandum d'intesa (MoU) per collaborare in materia di smart grid e digitalizzazione delle reti. In base al memorandum, che ha una durata di tre anni e potrebbe essere esteso previo accordo fra le parti, le due società mirano a costruire rapporti di partnership, per facilitare il raggiungimento di obiettivi strategici comuni e lo scambio di informazioni, esperienze e studi nelle aree di lavoro individuate dal MoU, tra cui le analisi di indicatori chiave di performance nella gestione delle smart grid così come nella digitalizzazione e sicurezza delle reti. Le parti coopereranno in attività di ricerca nelle aree di lavoro del MoU e condivideranno il know how di Enel nell'automazione della distribuzione, integrazione delle energie rinnovabili, contatori intelligenti e smart city, con particolare riferimento al ruolo svolto da Enel nell'ambito di Expo Milano 2015, così come l'esperienza di DEWA nel campo delle smart grid. Le parti valuteranno inoltre opportunità di cooperazione in tecnologie di rete per Expo 2020 Dubai, data l'esperienza di Enel nel realizzare ad Expo 2015 una smart city interamente elettrica e considerato che DEWA contribuisce allo sviluppo delle infrastrutture di rete e le relative tecnologie per Expo 2020 a Dubai.

Accordo con Aton Storage

In data 7 febbraio 2017 Enel SpA e Aton Storage, primaria azienda italiana attiva nello sviluppo e nella produzione di sistemi innovati di storage, hanno firmato un accordo per collaborare in materia di servizi per l'accumulo di energia elettrica da fonte rinnovabile. L'obiettivo è di arricchire e rafforzare l'offerta al cliente finale con prodotti innovativi, performanti e in grado di contribuire all'efficienza energetica. Le soluzioni per lo storage, infatti, rivestono un ruolo fondamentale per lo sviluppo delle energie rinnovabili e della mobilità elettrica, settori in cui Enel è leader a livello mondiale,

Le batterie sviluppate da Aton sono state inoltre già incluse nelle nuove tecnologie presentate da Enel il 12 novembre 2016 a Marrakech in occasione della Formula E ed il 22 Novembre 2016 a Londra in occasione del Capital Market Day.

Partecipazione di Enel Green Power alla costruzione di un ospedale in Uganda

In data 10 febbraio 2017 Enel Green Power ha partecipato al progetto di Emergency e dell'architetto Renzo Piano per la realizzazione dell'ospedale di chirurgia pediatrica a Entebbe, in Uganda, che diventerà il nuovo centro di eccellenza

pediatrico in Africa. Il nuovo ospedale, che sarà anche un centro di formazione di giovani medici e infermieri provenienti dall'Uganda e dintorni, darà un forte contributo al miglioramento degli standard di salute dell'area.

Enel Green Power fornirà quindi 2600 moduli fotovoltaici a film sottile prodotti dalla fabbrica 3S di Catania per un totale di 289,24 kWp, permettendo così alla nuova struttura di essere autonoma e sostenibile dal punto di vista energetico.

Finalizzato l'acquisto della società di distribuzione brasiliana CELG

In data 14 febbraio 2017 Enel Brasil, controllata di Enel, ha finalizzato l'acquisizione di circa il 94,8% del capitale sociale di Celg Distribuicao, società di distribuzione di energia che opera nello stato brasiliano di Goias, per un corrispettivo complessivo di 2,187 miliardi di real brasiliani. L'accordo originario prevedeva che la quota restante di CELG è stata offerta ai dipendenti in servizio e pensionati della società mediante una procedura che ha consentito nel mese di maggio l'acquisto delle azioni non acquisite dai suddetti dipendenti e pensionati.

Tale operazione ha consentito ad Enel di ampliare la propria presenza nel settore della distribuzione brasiliana, incrementandosi in tal modo la base clienti brasiliani di Enel da 7 milioni a 10 milioni e diventando così Enel Brasil la seconda società di distribuzione di energia del Paese,

Enel investe sulle start-up green alle Hawaii

In data 28 febbraio 2017 Enel tramite Enel Green Power North America (EGP NA), controllata statunitense per le energie rinnovabili, è diventata global partner e strategic advisor di Energy Exceclerator, importante incubatore americano di start-up per l'energia pulita con sede alle Hawaii.

Unendosi ad Energy Exceclerator, organizzazione non profit con la missione di risolvere sfide dei sistemi energetici mondiali attraverso l'innovazione, Enel avrà accesso al suo portafoglio di startup e contribuirà alla selezione di progetti sostenuti dall'incubatore.

Le Hawaii, caratterizzate da un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili, permetteranno quindi ad Enel di espandere la rete di innovazione aprendo l'energia verso nuovi utilizzi, nuove tecnologie e nuove persone

Accordo di fornitura di energia elettrica in Zambia

Il 4 aprile 2017, Enel Green Power ha siglato un accordo di fornitura energetica ventiquinquennale con ZESCO, la utility statale dello Zambia, relativo alla produzione dell'impianto solare fotovoltaico Ngonye1 (34 MW), che il Gruppo si è aggiudicato a giugno 2016, nell'ambito della prima gara prevista dal programma Scaling Solar, lanciato dalla società pubblica di investimento Industrial Development Corporation Limited ("IDC"). Ngonye si trova nella zona industriale "Multi-Facility Economic Zone Lusaka South", nello Zambia meridionale. L'aggiudicazione dell'impianto da parte di Enel ha segnato l'ingresso del Gruppo nel mercato delle rinnovabili dello Zambia. Enel investirà circa 40 milioni di dollari USA nella costruzione del nuovo impianto fotovoltaico, che dovrebbe generare circa 70 GWh l'anno. Ngonye sarà di proprietà di una società veicolo in cui EGP deterrà l'80% e IDC una quota di minoranza del 20%.

Acquisto di un progetto solare fotovoltaico in Australia

In data 10 aprile 2017, Enel, attraverso la joint venture tra la controllata Enel Green Power e il Dutch Infrastructure Fund ("DIF"), ha chiuso un accordo per l'acquisto da uno sviluppatore australiano di Bungala Solar One, la prima fase da 137,5 MW del progetto solare fotovoltaico da 275 MW Bungala Solar, attualmente il più grande progetto fotovoltaico in fase "ready to build" in Australia.

Il closing dell'acquisto di Bungala Solar Two, seconda fase del progetto, è atteso per il terzo trimestre del 2017. Bungala Solar si trova nei pressi di Port Augusta nell'Australia Meridionale. L'investimento totale della joint venture nel progetto

da 275 MW è di circa 315 milioni di dollari USA, comprensivi di quanto necessario alla costruzione dell'impianto, con il contributo di Enel pari a circa 157 milioni di dollari USA. L'investimento complessivo sarà finanziato attraverso un mix di equity e project financing con un consorzio di banche locali e internazionali. L'impianto beneficia già di un accordo di fornitura di energia a lungo termine, stipulato con l'importante utility australiana, Origin Energy. La costruzione di Bungala Solar One, la prima fase del progetto, dovrebbe iniziare entro la metà del 2017, seguita da Bungala Solar Two, la cui costruzione inizierà entro la fine di quest'anno. L'intero impianto da 275 MW entrerà pienamente in servizio entro il terzo trimestre del 2018.

Acquisto di una ulteriore quota in E-Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia

Sempre il 10 aprile 2017, Enel Investment Holding ("EIH") ha finalizzato l'acquisto da SAPE, holding pubblica rumena che detiene le partecipazioni statali, del 13,6% circa del capitale di E-Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per un corrispettivo complessivo di circa 400 milioni di euro. A seguito dell'operazione, EIH ha aumentato la propria partecipazione nelle due società a circa il 78% del relativo capitale sociale, rispetto al 64,4% detenuto in precedenza. Tale acquisto consegue all'esercizio da parte di SAPE, nel novembre 2012, di una put option a fronte del quale SAPE aveva chiesto un corrispettivo pari a circa 520 milioni di euro, il cui ammontare era stato contestato da EIH. A seguito del mancato raggiungimento di un accordo sul corrispettivo di tali partecipazioni, nel 2014 SAPE aveva avviato un arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi, nel corso del quale aveva chiesto, oltre al pagamento del corrispettivo sopra indicato, circa 60 milioni di euro a titolo di interessi. Il Tribunale Arbitrale, con lodo emesso lo scorso 3 febbraio 2017, ha fissato in circa 400 milioni di euro il prezzo di acquisto delle partecipazioni oggetto della put option, riducendo di oltre 100 milioni di euro l'importo richiesto da SAPE e rigettando la domanda relativa agli interessi.

Delibera del CdA per l'emissione di prestiti obbligazionari

Il 12 aprile 2017, il Consiglio di Amministrazione di Enel, nell'ambito della strategia di rifinanziamento del debito consolidato di Gruppo in scadenza, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2018 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 7 miliardi di euro. Le emissioni potranno essere effettuate dalla controllata olandese Enel Finance International (con garanzia della Capogruppo) oppure direttamente da parte di Enel, in relazione alle effettive opportunità di mercato. Il Consiglio ha demandato all'Amministratore Delegato il compito di definire importi, valute, tempi e caratteristiche delle singole emissioni, tenendo conto dell'evoluzione delle condizioni di mercato, con facoltà di richiedere la quotazione di tali emissioni presso uno o più mercati regolamentati dell'Unione Europea o presso sistemi multilaterali di negoziazione. In una logica di diversificazione, le emissioni potranno essere rivolte ad investitori istituzionali, comunitari e non comunitari, anche attraverso private placement.

Acquisizione di Tynemouth Energy Storage

Il 16 maggio 2017 Enel ha acquistato il progetto stand-alone di accumulo di energia a batteria di Tynemouth, situato a Newcastle nel Regno Unito, acquisendo il 100% di Tynemouth Energy Storage Limited da Element Power, società europea specializzata nello sviluppo e operazione di progetti energetici. Il progetto, pronto per la costruzione, utilizzerà batteria agli ioni di litio con una capacità di 25 MW (12,5 MWh) e sarà completato all'inizio del 2018. L'investimento complessivo di Enel nel progetto, compresa la costruzione, sarà di circa 20 milioni di euro.

Tynemouth è supportato da un contratto di regolazione rapida di frequenza (Enhanced Frequency Response, EFR) di quattro anni con l'operatore National Grid, che si è aggiudicato nella gara EFR dell'anno scorso per la fornitura di servizi

di bilanciamento della rete. Dopo quattro anni, l'impianto parteciperà a gare per l'aggiudicazione di servizi ancillari e di capacity market.

Aggiudicazione di capacità eolica in Spagna

Il 17 maggio 2017 Enel Green Power España ("EGPE") si è aggiudicata 540 MW di capacità eolica in Spagna a seguito della gara per 3.000 MW di energia da fonti rinnovabili lanciata dal governo spagnolo per contribuire al raggiungimento dell'obiettivo nazionale di coprire il 20% del consumo energetico tramite fonti rinnovabili entro il 2020. Il Gruppo Enel investirà circa 600 milioni di euro nella costruzione della capacità eolica, nel quadro degli investimenti previsti dall'attuale piano strategico. Gli impianti, che dovrebbero entrare in esercizio entro il 2019, venderanno l'energia prodotta sul mercato elettrico all'ingrosso in Spagna, con incentivi del Governo spagnolo, in termini di capacity payments annui, per garantire un rendimento costante sui 25 anni di vita degli impianti. I parchi eolici saranno situati nelle regioni di Aragona, Andalusia, Castiglia e León e Galizia, aree caratterizzate da importanti risorse eoliche e una volta in funzione, genereranno circa 1.750 GWh all'anno.

Enel Finance International lancia Bond da 5 milioni di miliardi di dollari USA

Nell'ambito del programma di rifinanziamento approvato dal CdA nel mese di aprile, il 23 maggio 2017 Enel Finance International, società finanziaria controllata dal Gruppo, ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria multi tranche destinata ad investitori istituzionali per un totale di 5 miliardi di dollari USA, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 4,5 miliardi. L'emissione ha ricevuto richieste in esubero per circa 3 volte e mezzo totalizzando ordini per un ammontare superiore ai 17 miliardi di dollari USA.

Accordo di tax partnership per il parco eolico Rock Creek

Il 29 maggio 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA"), società del Gruppo Enel che opera nel settore delle energie rinnovabili negli Stati Uniti, ha siglato un accordo di tax equity del valore di circa 365 milioni di dollari USA con Bank of America Merrill Lynch e JP Morgan per il parco eolico Rock Creek (300 MW) nel Missouri. Nell'ambito dell'accordo, gli investitori conferiranno l'importo stabilito alla società proprietaria del parco eolico in cambio del 100% dei titoli partecipativi di classe "B" del progetto. Tali titoli consentiranno ai due investitori di ottenere, a determinate condizioni definite dalla normativa fiscale statunitense, una percentuale dei benefici fiscali del progetto eolico Rock Creek. A sua volta, EGPNA, attraverso Rock Creek Holdings, conserverà il 100% della proprietà dei titoli di classe "A" e di conseguenza la gestione del progetto. L'accordo garantisce l'impegno dei due investitori ad effettuare il finanziamento, la cui esecuzione è attesa al completamento della costruzione e all'avvio dell'operatività commerciale dell'impianto. L'accordo di tax equity sarà supportato da una parent company guarantee di Enel S.p.A.

Memorandum con Rosseti per lo sviluppo delle smart grid

Il 1° giugno 2017 Enel e Rosseti, operatore nazionale di reti energetiche in Russia, hanno siglato un memorandum d'intesa per collaborare su soluzioni innovative per le smart grid. Il memorandum, di durata biennale, mira a costruire relazioni di partenariato tra Enel e Rosseti attraverso lo scambio di informazioni, la condivisione delle 'best practice' e delle soluzioni tecnologiche nelle aree di lavoro delineate dall'accordo, come quelle dei contatori intelligenti e della digitalizzazione delle reti. Enel e Rosseti metteranno a fattor comune il know-how nella costruzione, modernizzazione e manutenzione delle infrastrutture di rete, al fine di migliorare e potenziare la loro efficienza, affidabilità e sicurezza, con la possibilità di realizzare un progetto pilota congiunto per la creazione di un 'cluster intelligente' che operi sulla base di una piattaforma di tecnologie smart di Enel di ultima generazione.

Acquisizione di Amec Foster Wheeler Power

Il 5 giugno 2017 Enel Green Power ha concluso l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Amec Foster Wheeler Power da Amec Foster Wheeler Italiana, titolare di due parchi eolici in Campania con capacità installata complessiva pari a 54,5 MW. I due impianti, in esercizio rispettivamente dal 2006 e dal 2008, si trovano nei comuni di Vallesaccarda (22,5 MW) e Scampitella (32 MW), in provincia di Avellino, e generano circa 90 GWh l'anno.

Enel Green Power e Amec Foster Wheeler Italiana hanno perfezionato l'operazione a seguito dell'accordo preliminare per la compravendita delle quote sottoscritto nel dicembre 2016. Per l'acquisizione Enel Green Power ha versato circa 21 milioni di euro.

Aggiudicazione di capacità eolica in Russia

Il 14 giugno 2017, Enel Russia si è aggiudicata due progetti eolici per una capacità totale di 291 MW, nell'ambito della gara indetta dal Governo russo nel 2017 per la realizzazione nel Paese di 1,9 GW di capacità eolica. I due progetti saranno sviluppati e costruiti da Enel Green Power con un investimento complessivo di circa 405 milioni di euro. I due impianti venderanno la loro energia sul mercato all'ingrosso russo e saranno supportati da accordi di "capacity payments" con il Governo russo. Il parco eolico di Azov, che dovrebbe entrare in esercizio entro il 2020, è situato nella regione di Rostov, nel sud della Russia, e avrà una capacità installata di 90 MW, in grado di generare circa 300 GWh l'anno, mentre il parco eolico di Murmansk, situato nella omonima regione nord occidentale della Russia, dovrebbe entrare in esercizio entro il 2021 e potrà contare su una capacità installata di 201 MW, in grado di generare 730 GWh l'anno.

Progetto di fusione per incorporazione di Enel South America in Enel

Il 16 giugno 2017 è stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione di Enel South America in Enel. L'operazione si inquadra nell'ambito del processo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, uno dei principi fondamentali del piano strategico 2017-2019 di Enel. In particolare l'operazione consentirà ad Enel di beneficiare della gestione diretta delle partecipazioni nelle due subholding latinoamericane Enel Americas ed Enel Chile mediante la semplificazione della relativa catena di controllo.

Trattandosi di una fusione semplificata da effettuare senza concambio, Enel non procederà ad alcun aumento di capitale sociale né assegnerà azioni in sostituzione della partecipazione detenuta in Enel South America.

Accordo per l'acquisizione di EnerNOC

Il 22 giugno 2017 il Gruppo Enel, attraverso Enel Green Power North America, ha firmato l'accordo per l'acquisizione del 100% delle azioni di EnerNOC, provider americano leader nei servizi di gestione energetica smart. Questa operazione, che prevede il closing nel terzo trimestre 2017 per un corrispettivo totale di circa 250 milioni di dollari statunitensi, renderà il gruppo leader mondiale nei servizi di demand response e genererà una nuova gamma di servizi di gestione energetica per i clienti commerciali e industriali, riflettendo in tal modo il focus strategico sulle tecnologie e i servizi al cliente. Attraverso l'operazione infatti Enel incorporerà oltre 8.000 clienti, 14.000 siti in gestione e una capacità di demand response pari a un totale di 6 GW.

Implementazione dello Smart Meter

Una delle più importanti sfide poste in atto da Enel è l'implementazione del contatore di nuova generazione nelle country dove il Gruppo è presente con delle società di distribuzione. Con il nuovo Open Meter in Italia è partito il 26 giugno 2017 il piano di sostituzione dei 32 milioni di contatori di prima generazione installati dal 2001. In Spagna saranno oltre 11 milioni gli strumenti messi in opera a fine 2017. In Romania a fine anno ne saranno installati 290.000 sulle tre reti Enel. Molti i benefici sia lato cliente, sia lato distributore dello Smart Meter, che rappresenta il primo necessario passo verso una rete elettrica intelligente e digitale.

Tra le sfide che questo strumento innovativo c'è soprattutto quella legata all'aspetto regolatorio dei vari Paesi, con il quale ci si deve confrontare di volta in volta.

Scenario di riferimento

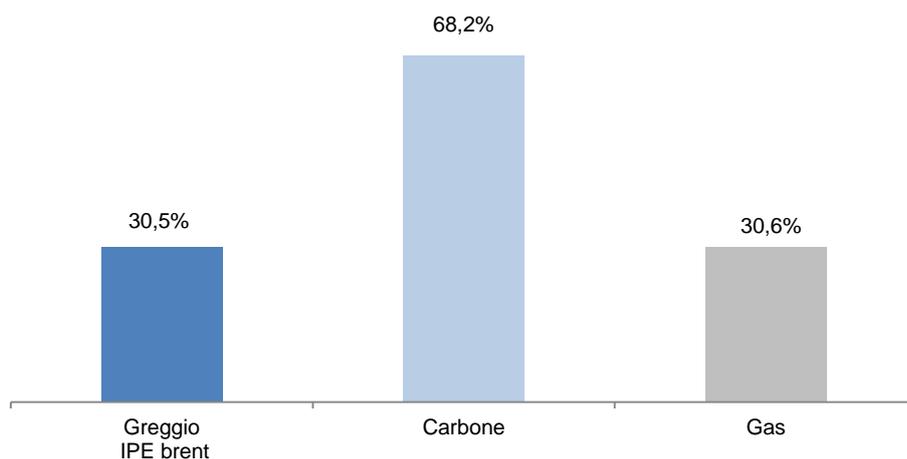
Andamento dei principali indicatori di mercato

Indicatori di mercato	1° semestre	
	2017	2016
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	51,8	39,7
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ARA) ⁽¹⁾	78,9	46,9
Prezzo medio del gas (€/MWh) ⁽²⁾	17,0	13,0
Prezzo medio CO ₂ (€/ton)	4,9	5,7
Cambio medio dollaro USA per euro	1,08	1,12
Euribor a sei mesi (media del periodo)	-0,247%	-0,007%

(1) Indice API#2.

(2) Indice TTF.

Variazione prezzi medi combustibili nel 1° semestre 2017 rispetto al 1° semestre 2016



Indice dei prezzi al consumo (CPI)

%	1° semestre		
	2017	2016	Variazione
Italia	1,49	-0,27	1,76
Spagna	2,43	-0,80	3,23
Russia	4,32	7,80	-3,48
Slovacchia	0,91	-0,61	1,52
Argentina	28,11	33,04	-4,93
Brasile	4,31	9,65	-5,34
Cile	2,62	4,43	-1,81
Colombia	4,71	7,94	-3,23
Perù	3,33	4,03	-0,70

Tassi di cambio

	1° semestre		
	2017	2016	Variazione
Euro/Dollaro americano	1,08	1,12	-3,1%
Euro/Sterlina britannica	0,86	0,78	9,4%
Euro/Franco svizzero	1,08	1,10	-1,4%
Dollaro americano//Yen giapponese	112,36	111,59	0,7%
Dollaro americano//Dollaro canadese	1,33	1,33	0,3%
Dollaro americano/Dollaro australiano	1,33	1,36	-2,8%
Dollaro americano/Rublo russo	57,97	70,16	-21,0%
Dollaro americano/Peso argentino	15,71	14,35	8,6%
Dollaro americano/Real brasiliano	3,18	3,70	-16,2%
Dollaro americano/Peso cileno	659,99	689,03	-4,4%
Dollaro americano/Peso colombiano	2.923,62	3.120,85	-6,7%
Dollaro americano/Nuovo sol peruviano	2.923,62	3.122,41	-6,8%
Dollaro americano/Peso messicano	19,43	18,07	7,0%
Dollaro americano/Lira turca	3,64	2,92	19,7%
Dollaro americano/Rupia indiana	65,70	67,21	-2,3%
Dollaro americano/Rand sudafricano	13,21	15,41	-16,6%

Il contesto economico energetico nel primo semestre 2017

Andamento economico

I primi sei mesi del 2017 sono stati caratterizzati da segnali di ripresa su scala globale, sebbene persistano fattori strutturali che rallentano il ciclo di crescita, come la produttività, ed i temi di sostenibilità dei bilanci fiscali a fronte della necessità di investimenti per i quali saranno determinanti le politiche dei governi. Il semestre ha visto una forte attività delle Banche Centrali, che hanno avuto un ruolo primario nel panorama economico, confermando la divergenza tra la FED che ha continuato il suo ciclo di rialzi trimestrali, e la BCE, che ha perseverato nella sua politica di sostegno alla ripresa economica europea, così come tra le banche centrali delle principali economie sud americane, impegnate a stimolare l'economia, e quella Messicana, che ha intrapreso un ciclo di rialzi per controllare le pressioni inflazionistiche. Al quadro macroeconomico complessivo ha contribuito una forte volatilità, condizionata da eventi politici come le elezioni in Francia, Olanda, e Gran Bretagna, dagli impatti delle potenziali revisioni delle politiche commerciali statunitensi da parte dell'amministrazione Trump e lo scandalo che ha colpito la classe politica brasiliana.

Nell'area europea l'espansione economica si sta consolidando, come confermano i dati del primo trimestre, che hanno registrato una crescita del PIL dell'Area Euro dello 0,6% rispetto ai dati del trimestre precedente. Il mercato del lavoro ha registrato progressi sostenendo i consumi, mentre gli investimenti -così come il tessuto industriale - continuano a beneficiare delle condizioni di finanziamento favorevoli. La Banca Centrale Europea infatti ha continuato nella sua politica accomodante, ritenendola ancora necessaria per assicurare la convergenza dell'inflazione verso il target del 2%. I livelli dei prezzi infatti hanno subito una certa variabilità negli ultimi mesi, con un picco ad aprile pari all'1,9% rispetto ai valori medi intorno all'1,5%. Tale andamento è stato influenzato dai prezzi del petrolio e dall'incremento dovuto al periodo pasquale: in questo contesto, oltre alla conferma dei tassi, è stato confermato il programma di Quantitative Easing ad un ritmo di 60 miliardi di euro al mese fino a dicembre.

In Italia, la crescita prosegue a ritmi moderati: nel primo trimestre il PIL è cresciuto dell'1,2%, grazie al contributo dei servizi che hanno compensato una leggera flessione dell'attività manifatturiera ed industriale di inizio anno. Il miglioramento della congiuntura globale ha favorito le esportazioni. Segnali positivi arrivano anche dal mercato del lavoro, che ha visto migliorare la situazione occupazionale, con il tasso di disoccupazione che, sebbene ancora molto alto, si è ridotto dai livelli di fine 2016, approssimando valori prossimi all'11%. I prezzi nel primo semestre sono cresciuti a ritmi più sostenuti che nel 2016, segnando un picco ad aprile (+1,9%) per poi rallentare a causa del rientro dei rincari dei beni energetici ed alimentari con una media semestrale che è stimata poco sotto l'1,5%. Il credito al settore privato è sostenuto dalle buone condizioni di finanziamento sebbene la dinamica dei prestiti alle imprese e le politiche di offerta registrano disomogeneità tra settori di attività economica e classe dimensionale. Il sistema bancario italiano ha affrontato la delicata soluzione di alcuni istituti, aumentando la fiducia degli investitori esteri e riducendo il rischio sistemico del settore bancario.

L'economia Spagnola ha beneficiato della crescita delle esportazioni e del miglioramento del mercato del lavoro, sebbene la crescita dell'inflazione registrata nel primo semestre, mediamente pari al 2,4%, abbia condizionato i consumi privati.

Sul piano politico, se le elezioni in Olanda e soprattutto in Francia hanno avuto un esito positivo dal punto di vista della stabilità che poteva risultare maggiormente minata da una forte ascesa dei movimenti nazionalisti, in Gran Bretagna il risultato delle elezioni ha aumentato i fattori di incertezza. Il 29 marzo 2017 il primo ministro britannico Theresa May ha ufficialmente invocato l'articolo 50, ma le elezioni generali hanno mostrato un partito conservatore in calo di consensi e di forza, aumentando l'incertezza circa il processo di uscita dall'UE, che potrebbe influenzare le dinamiche degli investimenti, ed il mercato finanziario.

Negli Stati Uniti il semestre è cominciato con una crescita più debole del previsto nel primo trimestre, attestandosi al 2%; tuttavia, gli indicatori dell'espansione industriale e manifatturiera hanno dato segnali positivi con una produzione

industriale in maggio aumentata del 2,6%, una crescita dei consumi e una ripresa stabile del mercato immobiliare. In questo contesto la FED ha deciso di proseguire il suo ciclo di rialzi: sulla scia di quanto fatto a dicembre 2016 ha infatti effettuato altri due rialzi da 25 punti base a marzo ed a giugno portando il tasso di interesse primario all'1,25%, nonostante gli ultimi valori dell'inflazione (che a maggio è scesa all'1,7%) avessero diffuso dubbi circa la volontà della Banca Centrale di proseguire nella sua politica. La FED ha attribuito il declino dei prezzi a degli eventi non strutturali legati agli alimenti ed ai servizi tecnologici che si riassorbiranno nel medio termine, ma continua a vedere tutti i presupposti di solidità del ciclo economico.

Positiva la situazione economica anche in Russia, che conferma il miglioramento di fine 2016, registrando nel primo trimestre 2017 un PIL in crescita del +0,5% verso lo stesso periodo dell'anno precedente, trainato prevalentemente da export ed investimenti, a fronte di una domanda interna ancora debole. Il forte ribasso dell'inflazione rilevato nel primo semestre, con i livelli dei prezzi che sono cresciuti ad un ritmo del 4,1% ad aprile e maggio, in linea con i target della banca centrale, ha fornito spazio di manovra per una politica di stimoli monetari a sostegno della ripresa economica. Anche il cambio si è apprezzato nel corso del 2017, registrando i valori più forti dal 2015.

In America Latina il contesto macroeconomico è stato disomogeneo. In Argentina l'economia è tornata a crescere nel primo trimestre ad un ritmo maggiore delle aspettative (+0,3% rispetto all'anno precedente), sostenuta da esportazioni e dalla dinamica dei consumi domestici. Inoltre gli indicatori suggeriscono anche per il secondo trimestre una buona performance, grazie al settore industriale e quello agricolo, mentre i consumi risentono comunque di un'inflazione ancora elevata, sebbene in calo durante tutto il semestre, passando da livelli superiori al 35% a valori prossimi al 25%. Anche in Brasile l'economia ha dato segnali di ripresa, registrando una contrazione del PIL dello 0,4%, ma in netto miglioramento rispetto alla media del 2016 pari al -3,6%. L'inflazione è scesa al 4% consentendo alla Banca Centrale un ciclo di ribassi dei tassi a sostegno della crescita. Tuttavia, la ripresa alle porte dopo due anni di recessione è messa a repentaglio dallo scandalo corruzione che ha colpito i vertici politici del paese a partire da aprile, e che mina le prospettive economiche, le quali potrebbero pagare l'incertezza attuale in termini di investimenti, ritardo delle riforme indispensabili come quella pensionistica, e shock finanziari sulla valuta. Diversa la situazione in Cile che nel primo trimestre ha visto un forte rallentamento dell'economia, cresciuta solo allo 0,3%, condizionata dalla performance negativa del settore minerario, che ha pagato i 43 giorni di sciopero della miniera di Escondida, e dagli alti livelli di disoccupazione che gravano su consumi privati. I dati preliminari del secondo trimestre suggeriscono un lieve rimbalzo grazie al riavvio del settore minerario che ad aprile ha segnato un'espansione della produzione del 15% rispetto a marzo, ma il quadro generale si conferma debole anche nel secondo trimestre, ed ha indotto la banca centrale ad un ulteriore taglio dei tassi di 25 punti base in maggio, portandolo al 2,5%. In Perù è stato l'impatto del "coastal El Nino" a frenare l'economia nel primo trimestre, causando inondazioni che hanno colpito sia il settore industriale che energetico, causando un forte innalzamento dell'inflazione che a marzo è arrivata al 4% dal 3,2% di febbraio. I dati ufficiali del primo trimestre mostrano un PIL in crescita al 2,1%, in netto rallentamento rispetto al 2016; sebbene l'impatto delle inondazioni dovrebbe riassorbirsi nei prossimi mesi, il recente scandalo che ha coinvolto il governo e le principali compagnie costruttrici del paese potrebbe gravare sugli investimenti. Anche la crescita colombiana nel corso del 2017 ha evidenziato un'inerzia negativa: nel corso del primo trimestre l'economia è cresciuta solo dell'1,1%, risentendo della performance negativa del settore petrolifero e di quello minerario. In questo contesto la politica monetaria si è divisa tra la necessità di fornire stimolo alla crescita, motivo per cui ha intrapreso un ciclo di tagli dei tassi di interesse di 100 punti base in questo primo semestre, e la volontà di contenere l'inflazione all'interno del target range (2%-4%) nonostante le pressioni inflazionistiche che permangono, anche a causa dell'effetto dell'innalzamento delle tariffe regolate.

Il Messico, infine, ha mostrato una grande resilienza a fronte degli shock che hanno colpito il settore finanziario, ed il livello dei prezzi come conseguenza della difficile gestione dei rapporti commerciali con gli Stati Uniti a fronte delle politiche della nuova amministrazione Trump. L'economia infatti è cresciuta nel primo trimestre al 2,8% verso lo stesso periodo del 2016, il tasso di espansione più alto dal terzo trimestre 2015, trainata dai consumi e da un mercato del lavoro solido, oltre che dal settore primario in espansione del 6,5%. La politica monetaria ha avuto un ruolo centrale nei primi sei mesi dell'anno, agendo con una forte politica restrittiva, in controtendenza con il resto dei paesi Latino Americani, al

fine di contenere la pressione sui prezzi, che ha raggiunto un picco toccando il 6,2% in maggio, ma che al momento non ha pesato sulla performance dei consumi interni.

Le quotazioni internazionali delle commodity

Dopo la decisa ripresa di fine 2016, legata alla decisione dell'Opec, insieme ad alcuni paesi non-Opec, di tagliare la produzione per complessivi 1,8 milioni barili/giorno nei primi 6 mesi del 2017, prorogati a maggio per altri 9 mesi, le quotazioni del Brent hanno mostrato un andamento abbastanza altalenante, con un delta di 13 dollari tra il massimo (56 dollari/barile) di febbraio e il minimo (43 dollari/barile) dei giorni scorsi.

La media dei primi 6 mesi 2017 si attesta a circa 52 dollari/barile, circa il 33% in più rispetto alla media dello stesso periodo 2016.

Per quanto riguarda il carbone, dopo il picco raggiunto nell'ultima parte del 2016 intorno ai 95 dollari/tonnellata, la prima metà del 2017 è stata caratterizzata da volatilità che ha portato ad un calo graduale dei prezzi intorno agli 80 dollari/tonnellata a seguito del intervento del governo cinese sul rialzo della produzione domestica. Nel bacino Atlantico, si è assistito ad un recupero - anche se di lieve entità - della domanda spinta dalle basse performance delle tecnologie rinnovabili, idro in particolare, e dalle manutenzioni straordinarie del nucleare in Francia.

Dopo il forte rialzo delle quotazioni del gas nell'ultima parte dell'anno determinato in particolar modo ad una consistente ed inattesa riduzione dell'apporto delle centrali nucleari francesi, che si è tradotta in maggiore richiesta di gas e carbone da impiegare nel settore termoelettrico, nei primi mesi del 2017 un'ondata di freddo che ha colpito buona parte dell'Europa ed il permanere di problemi nel parco nucleare francese hanno ancora spinto al rialzo le quotazioni del gas naturale.

Nei mesi successivi il ritorno a condizioni meteo più "normali" e minori problemi per la produzione nucleare francese hanno portato ad un ridimensionamento delle quotazioni che peraltro hanno mostrato alcuni spunti al rialzo nel mese di aprile.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

2° trimestre			GWh	1° semestre		
2017	2016	Variazione		2017	2016	Variazione
75.539	73.906	2,2%	Italia	154.505	152.395	1,4%
60.676	59.884	1,3%	Spagna	149.588	148.368	0,8%
183.547	175.043	4,9%	Russia	399.902	385.941	3,6%
7.161	7.151	0,1%	Slovacchia	15.454	15.082	2,5%
32.873	34.501	-4,7%	Argentina	68.682	70.118	-2,0%
138.376	140.484	-1,5%	Brasile	288.985	285.835	1,1%
18.109	18.267	-0,9%	Cile	36.216	36.780	-1,5%
16.455	16.336	0,7%	Colombia	32.670	32.942	-0,8%
11.869	11.872	-	Perù	23.974	23.959	0,1%

Fonte: TSO nazionali.

Nel primo semestre 2017 l'andamento della domanda elettrica in Italia è stato positivo (+1,4% rispetto allo stesso periodo del 2016), così come anche l'andamento della domanda elettrica in Spagna (+0,8% rispetto allo primo semestre del 2016).

La situazione nei paesi dell'Est Europa vede un andamento fortemente positivo, sia in Russia (+3,6%) che in Slovacchia (+2,5%) coerente con la crescita del PIL registrata in questi paesi del primo semestre 2017.

Per quanto riguarda l'America Latina, la domanda in Brasile è cresciuta dell'1,1%, in linea con la leggera ripresa del PIL, ed i maggiori consumi residenziali nel primo semestre del 2017; in Perù invece la richiesta di energia è aumentata solo dello 0,1%, condizionata dai fenomeni meteorologici che hanno impattato il settore industriale e manifatturiero. In Argentina invece la domanda rileva una contrazione del 2%, condizionata anche dall'aumento delle tariffe regolate. Cile e Colombia registrano una contrazione della domanda rispettivamente del 1,5%, e dello 0,8% coerentemente con l'andamento del PIL nel primo semestre 2017 che ha registrato valori più deboli rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° semestre 2017 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 1° semestre 2017 - 1° semestre 2016	Prezzo medio peakload 1° semestre 2017 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 1° semestre 2017 - 1° semestre 2016
Italia	51,2	38,2%	57,4	40,4%
Spagna	51,2	70,2%	56,1	56,5%
Russia	17,4	24,9%	20,2	23,2%
Slovacchia	40,0	45,4%	52,6	49,3%
Brasile	56,4	170,8%	133,3	335,1%
Cile	61,4	7,0%	126,9	1,2%
Colombia	30,1	-75,3%	60,4	-75,0%

Domanda di gas naturale

2° trimestre			Milioni di m ³		1° semestre			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
12.658	11.424	1.234	10,8%	Italia	36.792	33.740	3.052	9,0%
6.242	5.999	243	4,1%	Spagna	14.542	13.657	885	6,5%

L'andamento della domanda gas nel primo semestre 2017 ha subito un incremento del 2,9%, dovuto principalmente ad un incremento dei settori termoelettrico e impianti di distribuzione.

Sia in Italia che in Spagna si registrano consumi in aumento rispetto allo stesso semestre del 2016, dovuti al picco di freddo registrato nel mese di gennaio.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

2° trimestre			Milioni di kWh				1° semestre		
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni	
Produzione netta:									
43.820	38.117	5.703	15,0%	- termoelettrica		95.349	85.046	10.303 12,1%	
11.218	13.603	(2.385)	-17,5%	- idroelettrica		18.753	21.509	(2.756) -12,8%	
3.257	4.426	(1.169)	-26,4%	- eolica		8.568	10.291	(1.723) -16,7%	
1.469	1.464	5	0,3%	- geotermoelettrica		2.928	2.952	(24) -0,8%	
8.461	7.304	1.157	15,8%	- fotovoltaica		13.053	11.281	1.772 15,7%	
68.225	64.914	3.311	5,1%	Totale produzione netta		138.651	131.079	7.572 5,8%	
8.113	9.626	(1.513)	-15,7%	Importazioni nette		17.319	22.556	(5.237) -23,2%	
76.338	74.540	1.798	2,4%	Energia immessa in rete		155.970	153.635	2.335 1,5%	
(799)	(634)	(165)	-26,0%	Consumi per pompaggi		(1.465)	(1.240)	(225) -18,1%	
75.539	73.906	1.633	2,2%	Energia richiesta sulla rete		154.505	152.395	2.110 1,4%	

Dati stimati da Enel.

L'*energia richiesta* in Italia nel primo semestre 2017 registra un incremento del 1,4% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016, attestandosi a 154,5 TWh (75,5 TWh nel secondo trimestre 2017). L'energia richiesta nel semestre è stata soddisfatta per l'88,8% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,2% nel primo semestre 2016) e per il restante 11,2% dalle importazioni nette (14,8% nel primo semestre 2016).

Le *importazioni nette* del primo semestre 2017 registrano un decremento di 5,2 TWh rispetto al primo semestre 2016. Analogo andamento, seppur in misura inferiore, si rileva nel secondo trimestre 2017 (-1,5 TWh).

La *produzione netta* nel primo semestre 2017 evidenzia un incremento dell'5,8% (7,6 TWh), attestandosi a 138,7 TWh (68,2 TWh nel secondo trimestre 2017). In particolare, la maggiore produzione da fonte termoelettrica (+10,3 TWh) è stata solo in parte compensata dal calo della produzione da fonte idroelettrica (-2,8 TWh) nonché dalla minore produzione da fonte eolica (-1,7 TWh). Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2017.

Domanda di gas naturale in Italia

2° trimestre			Milioni di m ³				1° semestre		
2017	2016	Variazioni				2017	2016	Variazioni	
3.971	3.857	114	3,0%	Usi domestici e civili		17.542	16.914	628,0 3,7%	
3.270	3.106	164	5,3%	Industria e Servizi		6.849	6.441	408 6,3%	
5.178	4.206,0	972	23,1%	Termoelettrico		11.612	9.619	1.993 20,7%	
239	255	(16)	-6,3%	Altro ⁽¹⁾		789	766	23 3,0%	
12.658	11.424	1.234	10,8%	Totale		36.792	33.740	3.052 9,0%	

(1) Include altri consumi e perdite.

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

La domanda di gas naturale in Italia nel primo semestre 2017 si attesta a 36.792 milioni di m³, registrando un incremento del 9,0% rispetto al semestre 2016. Tale incremento è stato favorito da una forte spinta del settore termoelettrico che aumenta del 20,7% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

2° trimestre				Millioni di kWh	1° semestre			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
58.262	59.753	(1.491)	-2,5%	Produzione netta	122.529	124.060	(1.531)	-1,2%
(740)	(1.269)	529	41,7%	Consumo per pompaggi	(2.069)	(3.473)	1.404	40,4%
3.361	1.421	1.940	-	Esportazioni nette ⁽¹⁾	4.588	3.113	1.475	47,4%
60.883	59.905	978	1,6%	Energia richiesta sulla rete	125.048	123.700	1.348	1,1%

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

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Estadística diaria - consuntivo giugno 2017 e Estadística diaria - consuntivo giugno 2016 peninsular). I volumi del primo semestre 2017 sono aggiornati al 3 luglio 2017.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel primo semestre 2017 rileva un andamento in linea rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016 (+1,6% nel secondo trimestre 2017), attestandosi a 125,0 TWh (60,9 TWh nel secondo trimestre 2017). Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* del primo semestre 2017 risultano in diminuzione rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2016, evidenziando delle maggiori importazioni necessarie a soddisfare il fabbisogno nazionale. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2017.

La *produzione netta* nel primo semestre 2017 si attesta a 122,5 TWh (58,3 TWh nel secondo trimestre 2017) rilevando un decremento dell'1,2% (-1,5 TWh). Analogo andamento si registra nel secondo trimestre 2017, con una produzione netta in calo del 2,5%.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

2° trimestre				Millioni di kWh	1° semestre			
2017	2016	Variazioni			2017	2016	Variazioni	
3.509	3.307	202	6,1%	Produzione netta	6.807	6.510	297	4,6%
246	317	(71)	-22,4%	Importazioni nette	486	609	(123)	-20,2%
3.755	3.624	131	3,6%	Energia richiesta sulla rete	7.293	7.119	174	2,4%

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Estadística diaria - consuntivo giugno 2017 e Estadística diaria - consuntivo giugno 2016 extrapeninsular). I volumi del primo semestre 2017 sono aggiornati al 3 luglio 2017.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel primo semestre 2017 risulta in incremento (+2,4%) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo del 2016, attestandosi a 7,3 TWh (3,8 TWh, +3,6% nel secondo trimestre 2017). Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 93,3% e dalle importazioni nette per il restante 6,7%.

Le *importazioni nette* nel primo semestre 2017 si attestano a 0,5 TWh (0,2 TWh nel secondo trimestre 2017) e sono relative interamente all'interscambio con la produzione realizzata nella Penisola Iberica.

La *produzione netta* nel primo semestre 2017 registra un incremento del +4,6% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto della maggiore domanda di energia sul territorio extrapeninsulare. Analogo andamento si rileva nel secondo trimestre 2017.

Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016, 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

Il 31 maggio, la Commissione Europea ha emesso la comunicazione "L'EUROPA IN MOVIMENTO, un'agenda per una transizione socialmente equa verso una mobilità pulita, competitiva e interconnessa per tutti" che si concentra su misure volte a modernizzare il trasporto su strada europeo al 2025. La comunicazione è accompagnata da una prima serie di iniziative legislative tra cui una proposta per adeguare il quadro normativo sui pedaggi stradali per renderli "intelligenti", basati sulla distanza (invece che sul tempo) e che riflettano meglio l'utilizzo, le emissioni e l'inquinamento effettivi. Nello stesso ambito si attende la pubblicazione di altre iniziative legislative da parte della Commissione tra il quarto trimestre dell'anno in corso e il primo del successivo, tra cui la revisione delle norme sulle emissioni di biossido di carbonio post-2020-2021 per le automobili e i furgoni e della normativa dell'UE sui veicoli puliti per promuovere con più efficacia l'uso degli appalti pubblici per incentivare la creazione di mercati per i prodotti innovativi e a basse emissioni.

Il quadro regolamentare italiano

Generazione

Energia elettrica

Con la delibera n. 300/2017/R/eel l'AEEGSI ha definito i criteri per consentire alla domanda e alle unità di produzione non già abilitate (comprese quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita) la possibilità di partecipare al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) attraverso progetti pilota. Con la delibera n. 372/2017/R/eel l'AEEGSI ha approvato il regolamento predisposto da Terna per la partecipazione della domanda al MSD nell'ambito di uno specifico progetto pilota.

Con la delibera n. 419/2017/R/eel l'AEEGSI ha modificato la metodologia di valorizzazione degli sbilanciamenti. Più in dettaglio, viene introdotto il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale con effetti dal 1° luglio 2017 e vengono modificate le modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale con effetti dal 1° settembre 2017, consentendo, da tale data, il ripristino del meccanismo di single pricing per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tutte le unità non abilitate.

In merito al procedimento avviato dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel 2016 nei confronti di Enel SpA ed Enel Produzione SpA per presunto abuso di posizione dominante sul mercato per il servizio di dispacciamento nell'area di Brindisi (A498A), in data 13 febbraio 2017 le società, pur ritenendo di aver agito in piena conformità alla normativa a tutela della concorrenza, hanno presentato un set di impegni comportamentali al solo fine di consentire una tempestiva chiusura dell'istruttoria. Tali impegni consistono, in particolare, nell'introduzione di un cap, per gli anni 2017-2019, ai ricavi annuali complessivi dell'impianto di Brindisi, al netto dei costi variabili riconosciuti ai sensi della delibera n. 111/06. A seguito dello svolgimento del market test, l'AGCM, in data 5 maggio 2017, ha reso noto di aver concluso il procedimento senza accertamento di infrazione e irrogazione di sanzione, accettando e rendendo obbligatorie le misure presentate dalle due società.

In merito al procedimento avviato dall'AEEGSI con la delibera n. 342/2016/E/eel per valutare potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), l'Autorità con la

delibera n. 314/2017/R/eel ha accolto l'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud per l'anno 2017, procedendo alla chiusura del procedimento. La delibera n. 314/2017/R/eel, inoltre, dispone, in relazione agli impegni assunti da Enel Produzione nell'ambito del procedimento A498A dinanzi all'Autorità Garante per la Concorrenza ed il Mercato, che gli eventuali importi eccedenti i limiti di remunerazione dell'impianto proposti per il biennio 2018-2019 siano restituiti a Terna.

Gas

Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Per quanto concerne le tariffe di trasporto gas relative al periodo 2010-2013, con sentenza 494/17 il TAR Milano ha accolto parzialmente il ricorso presentato da Enel Trade per l'ottemperanza alla sentenza 995/13 del medesimo TAR Milano (confermata dal Consiglio di Stato). Data la natura parziale dell'accoglimento, sia Enel Trade che l'AEEGSI (con appello incidentale) hanno presentato ricorso al Consiglio di Stato, ove il giudizio è al momento pendente.

Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas relative al periodo 2014-2017, risulta ancora pendente dinanzi al TAR Milano il ricorso presentato da Enel Trade avverso le delibere di definizione dei criteri tariffari e di approvazione dei relativi corrispettivi, le quali hanno sostanzialmente riproposto le medesime criticità evidenziate in relazione alle tariffe di trasporto gas del periodo precedente.

Distribuzione

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Con le delibere n. 188/2017/R/eel e 199/2017/R/eel l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015.

Con le delibere n. 286/2017/R/eel e 287/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie relative ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per l'anno 2017, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2016.

Con riferimento ai sistemi di smart metering di seconda generazione, con la delibera n. 222/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione relativo alla messa in servizio dei contatori nel periodo 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1° gennaio 2017, e ha definito anche il costo standard rispetto al quale saranno calcolati gli incentivi all'efficienza.

Con la delibera n. 229/2017/R/eel l'Autorità ha fornito indicazioni sulla prima configurazione dei misuratori 2G e definito alcuni obblighi informativi.

Con la delibera n. 289/2017/R/eel l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per valutare la possibilità di evolvere le caratteristiche funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione 2G (come indicato nella deliberazione n.87/2016/R/eel) per una eventuale "versione 2.1" del misuratore, che preveda un canale di back up per la comunicazione tra misuratore e cliente.

Con riferimento agli aspetti della qualità del servizio e della resilienza delle reti di distribuzione e trasmissione, l'AEEGSI con la delibera n. 127/2017/R/eel ha rivisto i criteri di riconoscimento degli indennizzi automatici che vengono erogati dai gestori di rete nel caso di interruzioni prolungate, andando, inoltre, a definire un nuovo perimetro per il ricorso da parte

delle imprese alle cause di forza maggiore. La suddetta delibera è stata impugnata da e-distribuzione presso il TAR Lombardia.

Relativamente alle previsioni regolatorie per i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) e i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), con la delibera n.276/2017/R/eel l'Autorità ha integrato le indicazioni contenute nel decreto-legge "Milleproroghe 2016" con riferimento all'applicazione delle parti variabili degli oneri generali di sistema alla sola energia prelevata dalle reti pubbliche.

Con riferimento alla disciplina in materia di morosità, la delibera 376/2017/R/com ha ripristinato le misure indennitarie previste dal TIMOE a carico dei distributori in caso di mancato rispetto delle tempistiche previste per gli interventi di sospensione e interruzione dei punti di fornitura precedentemente censurate dal TAR Lombardia su ricorso di e-distribuzione.

La regolazione del servizio di trasporto (Codice di Rete della distribuzione, anche CADE, emanato con delibera 268/2015/R/eel) ha previsto che i trader prestino ai distributori delle garanzie a copertura del rischio di insolvenza dei corrispettivi del trasporto inclusivi degli oneri generali di sistema, in considerazione dell'obbligo che grava sul distributore, soggetto che opera in regime di concessione, di versare gli stessi oneri a GSE e CSEA indipendentemente da quelli effettivamente incassati a loro volta dai trader.

Le sentenze TAR Milano n. 237, 238, 243, 244/2017 hanno annullato l'obbligo per i trader di prestare le suddette garanzie a copertura anche degli oneri non riscossi dai clienti finali e ciò sul presupposto della carenza di potere dell'AEEGSI di introdurre obbligazioni non proprie degli stessi traders all'interno dei contratti di trasporto.

Con la delibera n.79/2017/R/eel l'AEEGSI ha deciso di presentare ricorso in appello con sospensiva avverso le suddette sentenze, nel quale e-distribuzione si è costituita *ad adiuvandum*. Inoltre, in ottemperanza a tali sentenze, l'Autorità ha emanato la delibera n.109/2017/R/eel che dispone l'avvio di un procedimento consultivo mirato all'introduzione di misure di compensazione (da applicare anche retroattivamente a decorrere dall'entrata in vigore del CADE) per gli operatori in relazione agli oneri di sistema non incassati e definisce una disciplina transitoria delle garanzie commisurandole ad "un valore che rappresenti la migliore stima degli oneri generali normalmente riscossi dagli operatori". L'efficacia di detta delibera è stata sospesa dal Consiglio di Stato in sede cautelare e si attende la decisione del TAR Milano sul merito dei ricorsi presentati da alcuni venditori.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Con il decreto interministeriale dell'11 gennaio 2017 sono stati definiti i nuovi obiettivi di efficienza energetica per gli anni 2017-2020 nonché le nuove Linee Guida per il funzionamento del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Al fine di evitare il rischio di sovra-incentivazione o il riconoscimento di incentivi a fronte di risparmi non effettivamente realizzati, il decreto ha previsto: i) l'eliminazione del coefficiente moltiplicativo dei risparmi tau (e cioè del vecchio sistema di anticipazione nei primi 5 anni di vita del progetto, cosiddetta vita utile, di tutti i titoli, anche di quelli relativi a risparmi non ancora generati); ii) la riduzione della vita tecnica dei progetti (e cioè del periodo durante il quale si ipotizza il progetto generi risparmi che viene preso a riferimento per la quantificazione dei titoli da erogare).

Per quanto riguarda l'assolvimento dell'obbligo da parte del distributore, è stato previsto che la quota eccedente l'obbligo minimo del 60% debba essere compensata entro l'anno successivo (e non entro i due anni successivi come in passato). Il decreto ha inoltre previsto la possibilità per il distributore di adempiere all'obbligo (attraverso la consegna al GSE dei relativi titoli) in due diverse sessioni dello stesso anno (31 maggio e 30 novembre) in luogo dell'unica data del 31 maggio prevista dalle vecchie Linee Guida.

Con la delibera 435/2017/R/efr l'Autorità ha approvato la revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori di energia elettrica e gas per gli anni d'obbligo a partire dal 2017.

In particolare, sono state riviste sia le modalità di determinazione del contributo tariffario “di riferimento” (identificato in precedenza come “preventivo”), fissato ex ante come media dei livelli dei contributi definitivi nei precedenti due anni di obbligo, sia i parametri alla base del calcolo del contributo “definitivo”.

L’Autorità ha inoltre previsto la corresponsione di un acconto del contributo tariffario entro la sessione del 30 novembre. In merito ai criteri di erogazione del contributo tariffario, l’Autorità ha infine previsto l’introduzione, dall’anno di obbligo 2017, del principio di competenza in luogo di quello di cassa, secondo cui per le quote residue previste nell’anno d’obbligo che sono assolte nell’anno successivo viene riconosciuto il contributo definitivo relativo all’anno di obbligo 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 S.p.A., ha avviato nei confronti di Enel S.p.A., Enel Energia S.p.A. e Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. 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 (Procedimento A511). Analoghi procedimenti sono stati avviati anche nei confronti di altri operatori. La conclusione del procedimento, salvo proroghe, è prevista entro il 30 giugno 2018.

Nel 2017 l’AEEGSI ha proseguito il percorso di sviluppo ed implementazione del Sistema Informativo Integrato (SII), istituito con la legge n. 129/2010 e finalizzato alla gestione dei flussi informativi tra operatori del mercato dell’energia elettrica e del gas, tramite una banca dati centrale dei punti di prelievo (RCU).

L’AEEGSI, attraverso vari provvedimenti, ha dato ulteriore impulso in particolare allo sviluppo del SII quale hub centrale per lo scambio delle informazioni tra gli operatori del sistema, facilitando così la gestione di alcuni processi. In particolare, con le delibere n.229/2017/R/eel e n.248/2017/R/eel, di accompagnamento alla campagna massiva di sostituzione contatori 2G, ha definito i nuovi servizi funzionali alla trasmissione dei dati dal distributore al SII e dal SII agli esercenti la vendita. Inoltre, è stato avviato il processo finalizzato alla centralizzazione sul SII della trasmissione dei flussi di misura.

Con riferimento ai ricorsi presentati da e-distribuzione, Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Energia, e respinti dal TAR, relativamente alle previsioni della delibera n. 296/2015/R/com circa gli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione, le tre società hanno impugnato le sentenze dinanzi al Consiglio di Stato. A dicembre 2016 il Consiglio di Stato ha sospeso gli effetti della delibera limitatamente all’obbligo di separazione entro il 1° gennaio 2017 dei canali informativi, spazi fisici e personale, con riferimento alle attività di vendita in maggior tutela e sul mercato libero. L’udienza di merito relativa agli appelli di Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Energia si è tenuta il 13 aprile 2017 e si è in attesa della pubblicazione delle sentenze.

Gas

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l’AEEGSI ha confermato la modalità vigente che prevede la totale indicizzazione ai prezzi spot rilevati presso l’hub olandese del Title Transfer Facility (TTF), in attesa dello sviluppo di una maggiore liquidità dei mercati all’ingrosso italiani fino al 30 settembre 2018 o comunque fino al termine del regime di tutela fissato del legislatore, se antecedente.

Nel 2017 l’AEEGSI, in analogia al settore elettrico, ha intensificato le attività finalizzate alla centralizzazione sul SII della gestione dei flussi informativi. In particolare, con la delibera 434/2017/R/gas è stato avviato il processo finalizzato alla centralizzazione sul SII della trasmissione dei flussi di misura.

Rinnovabili

Con il decreto MISE 14 febbraio 2017, il Ministero ha dato disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili. Tale decreto prevede sia una remunerazione per l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili commisurata al costo del combustibile evitato, sia l'implementazione di progetti pilota che vedono l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico delle isole coinvolte.

Iberia

Spagna

Efficienza Energetica

L'ordinanza IET/258/2017 del 17 marzo 2017 ha disposto a carico di Endesa un apporto al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica di 29,3 milioni di euro, corrispondenti agli obblighi di risparmio energetico relativi al 2017.

Canone per l'utilizzo di acqua continentale per la produzione di energia elettrica

Il 10 giugno 2017 è stato pubblicato nel Bollettino Ufficiale dello Stato (BOE) il regio decreto legge 10/2017 con il quale si adottano misure urgenti per mitigare gli effetti prodotti dalla siccità in determinati bacini idrografici modificando l'attuale Legge sulle Acque. In particolare, il regio decreto legge modifica il canone per l'utilizzo di acque continentali per la produzione di energia elettrica, che passa dal 22% al 25,5%, stabilendo una percentuale di riduzione per le installazioni fino a 50 MW per compensare l'aumento del prelievo.

Buono Sociale

Il ministero dell'Energia, Turismo e Agenda Digitale ha iniziato la discussione per un progetto di regio attraverso il quale regolamentare il consumatore vulnerabile, il buono sociale e le condizioni di sospensione dello stesso per consumatori con potenza uguale o inferiore ai 10 kW. In particolare, si identificano tre categorie di clienti in funzione del livello di reddito (misurato attraverso l'Indicatore Pubblico di Reddito da Fonti Multiple – IPREM), stabilendo diverse percentuali di sconto a seconda della categoria.

Rinnovabili

Durante la prima metà del 2017, è stata rilasciata tutta la regolamentazione per un'asta neutrale tecnologica da 3000 MW per rinnovabili. L'asta si è svolta il 17 maggio. A seguito dell'asta, ad Enel Green Power Espana è stato aggiudicato un regime specifico di remunerazione per sviluppare 540 MW di eolica con COD prima della fine del 2019. Enel Green Power è stata la terza società in termini di capacità attribuita in questa asta.

L'asta è stata aperta alla concorrenza di ogni tipo di tecnologie rinnovabili. Tuttavia quasi tutta la capacità aggiudicata era la capacità del eolica.

Il risultato dell'asta si comporta come una protezione dell'IRR dei progetti in scenari a basso prezzo di mercato. Tuttavia, se i prezzi di mercato si comportano al di sopra del livello di protezione, i progetti sono autorizzati a catturare tale reddito. Poiché vi era una forte offerta di capacità di eolica e solare a livelli molto competitivi, il governo decide di organizzare una seconda asta. La seconda asta avrà luogo nel luglio 2017, tuttavia tutti gli aggiustamenti del regolamento sono stati fatti nel giugno 2017. Questa nuova asta sarà aperta solo ai servizi di eolica e solare. L'asta è nominata per 2000MW anche se con un accordo privato potrebbe essere assegnata più capacità.

Europa e Nord Africa

Russia

Mercato della capacità e capacity payment

Il 30 dicembre 2016 l'Autorità Antitrust (FAS) ha pubblicato le tariffe valevoli per l'anno 2017 per gli impianti di generazione must-run. Con decisione del 9 gennaio 2017 ha inoltre definito le tariffe per il 2017 sia per il Trading System Administrator (-2,5% rispetto a 2016) sia per il System Operator (confermando i valori dell'anno precedente).

Il 3 marzo 2017 il Ministero dell'Economia ha pubblicato la nuova metodologia per la definizione dei tassi di rendimento dei titoli a lungo termine per il calcolo dei prezzi del meccanismo della capacità, che ha portato a un tasso del 10,21% (prima era pari a 8,9%).

Il 16 giugno 2017 un Decreto del Governo ha definito le regole per le nuove aste di capacità in Crimea. Il vincitore delle aste (che si chiuderanno il 1 Agosto 2017) si aggiudicherà un contratto di capacità della durata di 15 anni al prezzo definito in sede di procedura di gara (con un cap mensile di circa 2 milioni di rubli).

Il 19 giugno 2017 il Governo ha pubblicato il piano generale per lo sviluppo dell'industria elettrica fino al 2035. Si tratta di linee guida non vincolanti che verranno aggiornate ogni 3 anni. Il piano include numerose informazioni, tra cui: previsioni di lungo termine di domanda e offerta; capacità prevista e necessità di adeguamenti della stessa; infrastrutture di rete; proposte per limitare gli impatti ambientali.

Mercato del gas

Il 20 giugno 2017 è stata pubblicata la decisione dell'Autorità Antitrust n. 776/17 sui nuovi livelli di prezzo minimi e massimi per i clienti industriali. I prezzi sono aumentati del 3,9% rispetto al biennio 2015/2016.

Romania

Sospensione del mercato dedicato al Servizio Universale

L'8 giugno 2017, l'ANRE ha approvato la sospensione del mercato dedicato all'approvvigionamento dell'energia per i clienti serviti nel servizio universale (domestici e piccole imprese). La sospensione, valida fino al 10 Agosto, si è resa necessaria per gli scarsi volumi offerti nelle aste valevoli per il terzo trimestre 2017. In esito a tale decisione, i fornitori di ultima istanza dovranno approvvigionarsi su altri mercati competitivi.

Tariffa binomia 2017

Con la decisione n. 71 del 26 gennaio 2017, l'ANRE ha approvato il calendario per l'implementazione della tariffa binomia per i servizi di trasmissione e distribuzione. Una prima applicazione nelle fatture dei clienti avrà luogo da gennaio 2018. Il sistema prevedrà l'inclusione dei costi della trasmissione nella tariffa della distribuzione.

Smart metering

Il 10 marzo 2017, l'ANRE ha pubblicato una consultazione sul piano di installazione dei contatori intelligenti, proponendo, tra le varie cose, di posporre le scadenze attualmente previste e ridurre il target di installazione al 2020 dall'80% al 30%.

Rinnovabili

L'ordinanza di modifica temporanea del meccanismo dei certificati verdi CV EGO n. 57/2013 ha stabilito la sospensione per un periodo limitato (dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017) della commercializzazione di parte dei certificati dovuti ai produttori rinnovabili (1 CV/MWh per l'eolico e mini-idro e 2 CV/MWh per il fotovoltaico).

L'ordinanza di aprile 2017, EGO n. 24/2017, ha modificato la normativa introducendo nuove soglie per il valore dei CV e nel contempo riducendo la possibilità di utilizzo di contratti bilaterali per la cessione degli stessi. La commercializzazione dei CV sospesi avverrà a partire dal 2018 fino al 2030.

Turchia

Rinnovabili

A partire dal 24 febbraio 2017 l'autorità ha permesso l'acquisizione di progetti pre-autorizzati da parte di società straniere, cosa che prima era possibile solo per progetti completamente autorizzati.

Il 13 maggio 2017 è stato introdotto un nuovo regolamento d'asta che permette la presentazione anche di offerte negative, con la conseguente remunerazione a sconto rispetto al prezzo di mercato.

Il 27 maggio 2017 è stata approvata una modifica alla normativa sul mercato elettrico che permette, entro il 27 luglio 2017, agli operatori pre-autorizzati interessati di liberarsi dagli obblighi legati alla loro pre-autorizzazione.

America Latina

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 ed 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 ad 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 300Kw) dovranno rispettare individualmente gli obiettivi sopra citati stabilendo nei relativi contratti che il prezzo non potrà essere superiore a 113 USD 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 Resolución N° 64, la quale chiude il processo della RTI e stabilisce la remunerazione annuale riconosciuta a EDESUR S.A. 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 Ministerio de Energía y Minería ha limitato l'incremento del Valor Agregado de Distribucion (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 ad 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 e 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 la qualità del servizio e il regolamento di fornitura.

Brasile

Revisione tariffaria per Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)

Enel Distribución Río ha firmato il 14 marzo 2017 il nuovo contratto di concessione (sesta modifica) a seguito delle udienze pubbliche n. 095 e n.058. In queste udienze si è tenuto un confronto tra le parti sul regolamento e l'applicazione del regime tariffario da parte delle società di distribuzione da cui è risultata l'approvazione delle modifiche discusse da recepire nel contratto di concessione conformemente al Decreto n. 2194/2016.

Revisione tariffaria per Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)

In data 20 aprile 2017, ANEEL ha omologato la revisione tariffaria anche per Enel Distribución Ceará S.A. attraverso la Resolución N° 2.223.

Rinnovabili

Il Ministero dell'Energia, facendo seguito alle misure già intraprese per ridurre la condizione di sovra-contrattazione del mercato, ha pubblicato ad aprile 2017 la risoluzione che definisce il meccanismo per l'asta di cancellazione dei contratti firmati in passato attraverso aste di riserva. La data prevista per la realizzazione dell'asta è il 31 agosto 2017. Una seconda asta, relativa alla riallocazione delle concessioni di impianti idroelettrici in scadenza, è prevista per la fine di settembre e vedrà l'assegnazione di circa 3 GW di impianti esistenti

Ad aprile 2017 è stata pubblicata la risoluzione che introduce il meccanismo di indennizzazione per il costo subito dagli impianti idroelettrici, come frutto della mancata generazione dovuta all'ingresso forzato di impianti termoelettrici teoricamente fuori dalla curva di merito.

Cile

Rinnovabili

Il 30 marzo 2017 è stata pubblicata la risoluzione n. 154 che stabilisce i termini e le condizioni per l'applicazione del Regime di Accesso Aperto al sistema, normando gli articoli n. 79 e n. 80 della Legge Generale del Servizio Elettrico. La risoluzione, che anticipa il regolamento della Legge di Trasmissione, include, per la prima volta nella normativa cilena, un meccanismo che permette di riservare capacità tecnica per progetti futuri sia nei sistemi di Trasmissione privati che in quelli pubblici.

Ad aprile 2017, il Ministero dei Beni Pubblici ha pubblicato l'ordine ministeriale che modifica le condizioni per le Concessioni di Uso Oneroso relative all'utilizzo dei terreni pubblici per lo sviluppo di progetti rinnovabili. Nello specifico, è

stato esteso il periodo massimo per l'entrata in esercizio dell'impianto (da 3 a 10 anni) ed è stato ridotto notevolmente il costo della concessione (eliminando il pagamento di una doppia tariffa e abbassando i valori delle annesse garanzie).

Perù

Misure eccezionali per le alluvioni del marzo 2017

Attraverso il Decreto Supremo N°007-2017-EM, a seguito della pioggia incessante caduta in Perù nel mese di marzo 2017 e dei disastri naturali prodotti dalle conseguenti alluvioni si sono approvate misure immediate al fine di garantire le forniture di energia elettrica ai clienti del servizio pubblico a livello nazionale, come la disapplicazione delle norme tecniche di qualità del servizio e la dichiarazione di uno stato di emergenza nel SEIN per un periodo di 30 giorni.

Allo stesso tempo attraverso il Decreto Supremo N°008-2017-EM, vista l'emergenza alluvione, si stabilisce un protocollo autorizzativo per l'importazione di energia.

Messico

Rinnovabili

A marzo 2017 l'Autorità ha pubblicato la normativa relativa alla generazione distribuita che permetterà ai singoli clienti di generare energia per autoconsumo e vendere surplus attraverso la rete. La normativa, che segue alla riforma del mercato, ha l'obiettivo di incentivare lo sviluppo dei sistemi di generazione di piccola taglia.

A maggio 2017 sono state pubblicate le basi per la terza asta di lungo termine includendo potenza e energia accumulabili che danno la possibilità di firmare contratti per un periodo di 15 anni e certificati di "Energia Limpia" per un periodo di 20 anni. La presentazione delle offerte e finalizzazione del processo è prevista per novembre 2017.

Africa Sub-Sahariana e Asia

India

Rinnovabili

Dal 1 Aprile 2017, l'incentivo federale GBI (Generation Based Incentive), che prevedeva un "premium" pagato da IREDA (Indian Renewable Energy Development Agency Limited) in aggiunta alla Preferred Feed-in Tariff statale per la produzioni da impianti eolici, non è più in vigore.

Il 4 maggio 2017 il Ministero delle Energie Rinnovabili (MNRE) ha approvato le modalità operative della seconda asta competitiva per la realizzazione di ulteriori 1.000 MW di capacità eolica, finalizzata a permettere alle società distributrici (Discom) degli "Stati non ventosi" di soddisfare gli obblighi da Renewable Portfolio Obligation (RPO). I vincitori dell'asta si aggiudicheranno un PPA (Power Purchase Agreement) a tariffa fissa della durata di 25 anni con SECI (Solar Energy Corporation India), società di proprietà del Governo, il cui mandato non è limitato al solare ma è stato ampliato all'intero settore delle rinnovabili, che a sua volta venderà l'energia attraverso PSA (Power Sales Agreement) alle società distributrici statali (Discom). La Request for Selection (RfS) è stata pubblicata il 31 maggio e la gara è prevista per 14 luglio.

In linea generale il meccanismo di sviluppo di impianti eolici tramite aste competitive sta sostituendo il precedente schema di incentivazione basato sulle Feed-in Tariff statali. Lo sviluppo di impianti solari continua ad essere sviluppato mediante aste competitive lanciate sia a livello nazionale, mediante lo schema denominato Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM), la cui implementazione è gestita principalmente da SECI (Solar Energy Corporation India), sia attraverso aste statali gestite direttamente dalle Discom.

Il 18 maggio 2017 il Governo ha reso noto le nuove percentuali di tassazione per beni e servizi nell'ambito della riforma della cd "GST - Good and Service Tax" , finalizzata a semplificare il sistema di tassazione indiretta del Paese, e che sarà valido a partire dal 1 Luglio 2017. La percentuale applicata alla maggior parte dei componenti necessari per la realizzazione degli impianti rinnovabili è il 5%, determinando pertanto un leggero incremento complessivo, in quanto precedentemente ricadevano nelle categorie esenti.

Sudafrica

Rinnovabili

A fine marzo 2017 si è concluso il processo di consultazione pubblica sulle bozze pubblicate a novembre 2016 dal Dipartimento dell'Energia Sudafricano (DoE) per la 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. La promulgazione dei documenti finali è attesa per il primo trimestre del 2018, in ritardo rispetto a quanto inizialmente previsto.

Sono ancora in fase di revisione da parte di NERSA, l'Autorità che regola il settore elettrico nazionale, le regole sull'utilizzo della rete nazionale da parte di terzi (c.d. Wheeling), sulla concessione delle licenze di generazione e sulla generazione distribuita. Non è stato ufficialmente comunicato quando detti processi di revisione saranno finalizzati.

Principali rischi e incertezze

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

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

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

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

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

I rischi di business che derivano dalla naturale partecipazione del Gruppo a mercati che presentano queste caratteristiche, sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore, con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica. In particolare, le azioni poste in essere hanno prodotto lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero in una logica di integrazione a valle sui mercati finali, l'ottimizzazione del mix produttivo migliorando la competitività degli impianti sulla base di una leadership di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con adeguati piani di investimento in diversi Paesi.

Come noto il Gruppo opera in mercati e settori regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo stesso.

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

Rischi legati alle emissioni di CO₂

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

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO₂) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto, l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il mix produttivo a favore di tecnologie da fonti pulite quali le rinnovabili, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle commodity.

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

Rischio di prezzo commodity e continuità degli approvvigionamenti

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

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

Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché incentivando la costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche e nell'ambito dell'attività di proprietary trading. Grazie a tali strategie, il Gruppo ha potuto mitigare gli effetti della crisi e dell'attuale panorama internazionale minimizzando l'impatto potenziale di tali scenari sui risultati del secondo semestre del 2017.

L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo delle commodity deriva sia dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali elettriche, e di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite sul mercato spot dell'energia elettrica).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

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

L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato spot, non coperte dai suddetti contratti, è aggregata su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Gli strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo sono principalmente contratti derivati plain vanilla (in particolare forward, swap, opzioni su commodity, future, contratti per differenza).

Enel è inoltre impegnata in una attività di proprietary trading, con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO2 e energia elettrica nei principali paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e over the counter, cogliendo opportunità di profitto grazie ad operazioni di arbitraggio effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati. L'attività si svolge all'interno di una governance formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato giornalmente da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. I limiti di rischio dell'attività di proprietary trading sono fissati in termini di Value at Risk su un periodo temporale di un giorno ed un livello di confidenza del 95%; il limite di Gruppo assegnato per il 2017 è pari a 10,5 milioni di euro.

Rischio di tasso di cambio

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

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

Nel corso del primo semestre 2017 la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto della politica di gestione dei rischi, che prevede la copertura delle esposizioni significative, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 47% (44% al 31 dicembre 2016) dell'indebitamento lordo a lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa in valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrici della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento non coperta dal rischio cambio si riduce a circa 15,3% (18% al 31 dicembre 2016), esposizione che si ritiene non possa generare impatti significativi sul conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato. Con riferimento all'indebitamento finanziario denominato in valute diverse dall'euro, la principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense. A tale proposito di evidenza che al 30 giugno 2017, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 2.393 milioni di euro (1.783 milioni di euro al 31 dicembre 2016) a seguito del decremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 2.093 milioni di euro (2.184 milioni di euro al 31 dicembre 2016) a seguito dell'incremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge.

Rischio di tasso di interesse

La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per Enel deriva dalla variabilità degli oneri connessi con l'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile.

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

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

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

Al 30 giugno 2017 il 28% dell'indebitamento finanziario lordo è indicizzata a tasso variabile (33% al 31 dicembre 2016). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio tasso risulta pari al 24% (28% al 31 dicembre 2016).

Al 30 giugno 2017, 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 177 milioni di euro (188 milioni di euro al 31 dicembre 2016) 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 177 milioni di euro (188 milioni di euro al 31 dicembre 2016) 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 25 milioni di euro (22 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Rischio di credito

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

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

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

Relativamente al rischio di credito derivante dall'operatività in commodity, è applicato un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello locale. Sono inoltre applicati e monitorati limiti al rischio di credito definiti dalle strutture di competenza delle Region/Country/Global Business Line interessate.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, la minimizzazione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral ovvero l'applicazione di criteri di netting. Anche in tal caso il rischio di credito è misurato attraverso un sistema di valutazione interno. Infine, nel corso del primo semestre 2017 sono stati applicati e monitorati limiti operativi al rischio di credito sulle controparti finanziarie, approvati dal Comitato Rischi di Gruppo, sia a livello di singola Region/Country/Global Business Line sia a livello consolidato.

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

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

Rischio di liquidità

Il Gruppo è esposto al rischio di liquidità nell'ambito della gestione finanziaria, in quanto le difficoltà nel reperire nuovi fondi o nel liquidare attività sul mercato potrebbero determinare oneri aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni ovvero una situazione di temporanea insolvenza che metterebbe a rischio la continuità aziendale.

Gli obiettivi della gestione del rischio liquidità sono il mantenimento di un livello adeguato di liquidità a livello di Gruppo, di una pluralità di fonti di finanziamento e di un profilo equilibrato delle scadenze del debito. Al fine di garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di Tesoreria è accentrata a livello di Capogruppo, sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la situazione di perdurante tensione dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso del primo semestre 2017 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori istituzionali e retail per complessivi 6.105 milioni di euro.

Al 30 giugno 2017, il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 8,6 miliardi di euro di cash o cash equivalent, nonché committed credit lines disponibili per 13,1 miliardi di euro.

Le committed credit lines ammontano a 14 miliardi di euro (utilizzate per 0,8 miliardi di euro); le uncommitted credit lines sono pari a 616 milioni di euro (utilizzate per 242 milioni di euro). Inoltre, il Gruppo ha a disposizione programmi di commercial paper per un controvalore complessivo di 9,4 miliardi di euro (utilizzati per 1,6 miliardi di euro).

Rischi connessi al rating

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

Al 30 giugno 2017, il rating di Enel è pari a: (i) "BBB", con outlook positivo secondo Standard & Poor's; (ii) "BBB+", con outlook stabile secondo Fitch; e (iii) "Baa2", con outlook stabile secondo Moody's.

Rischio Paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per oltre il 50% dell'ammontare totale; la forte internazionalizzazione del Gruppo - localizzata, tra gli altri, in Paesi dell'America Latina e in Russia - sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il c.d. "rischio paese" connesso con il proprio business. Tale valutazione deve tener conto, nell'ambito di una visione globale, del contesto macro-economico e finanziario, della stabilità socio-politica e regolatoria di mercato e del contesto energetico del paese. Nell'ottica di gestire i rischi connessi a tali contesti, Enel si è dotata di un modello di misura del rischio paese che, partendo dalle valutazioni dei singoli aspetti: macro-economico/finanziario, socio-politico/regolatorio ed energetico, produce un rating sintetico, associato ad ogni paese di interesse per il business del gruppo.

Dopo i segnali positivi sul finire del 2016 l'economia globale continua a crescere anche nella prima metà del 2017 sostenuta dalle aspettative di un rafforzamento della domanda globale. La fiducia degli operatori economici, rafforzata dalle politiche fiscali espansive statunitensi e cinesi, dovrebbe aiutare nel breve periodo la ripresa. Il prezzo del petrolio sostenuto dai tagli alla produzione e il generale aumento dei prezzi delle commodity ha aiutato le economie esportatrici e ha portato un temporaneo aumento del livello dei prezzi nell'attesa, soprattutto per molte economie soprattutto europee, che l'inflazione diventi strutturale permettendo un progressivo assorbimento della liquidità immessa nel sistema. Il

sistema creditizio grazie alla forte regolamentazione introdotta in seguito alla crisi finanziaria è generalmente più solido e può aiutare la ripresa economica trasmettendo gli impulsi di politica monetaria. Nel medio periodo permangono rischi legati soprattutto all'incertezza nelle politiche economiche che caratterizza il panorama mondiale. In particolare, non è da trascurare la recente tensione verso politiche protezioniste che se attuate potrebbero danneggiare gli scambi e i movimenti di capitale tra i Paesi e quindi un'efficiente allocazione dello stesso comportando una frenata nella crescita globale. Tuttavia il semestre del 2017 ha rappresentato un punto importante nella mitigazione di tale rischio almeno sul fronte europeo; infatti dalle recenti elezioni olandesi e francesi è emersa una rinnovata fiducia nell'Unione Europea, che potrebbe tradursi in una maggiore fiducia economica fornendo maggiore spinta alla ripresa nel breve periodo. Altro fattore di rischio da monitorare è rappresentato dalla politica monetaria restrittiva della Fed, che ha aumentato più volte il proprio tasso di riferimento dall'inizio del 2017 e che potrebbe indurre un'anticipazione nella stretta creditizia a livello globale danneggiando le economie più deboli caratterizzate da crescita stagnante e bassi livelli d'inflazione. Contribuiscono ad aumentare la rischiosità generale fattori di natura non specificamente economica ma che hanno impatto sulle economie dei singoli Paesi e sul sistema economico globale minacciando la fluidità degli scambi e dei movimenti dei capitali come le tensioni geopolitiche, il terrorismo, eventi climatici disastrosi come quelli che hanno causato le inondazioni in Perù e che hanno pesantemente influito sulla crescita economica del Paese nel primo trimestre del 2017.

Rischi ambientali

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

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

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

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del primo semestre del 2017, sono stati conseguiti importanti risultati per ciascuno degli obiettivi del Piano Strategico 2017-2019 del Gruppo, aggiornato nel novembre del 2016.

Dal punto di vista operativo, nonostante un quadro difficile per scarsità delle risorse su scala globale e la situazione eccezionale nella penisola Iberica, la diversificazione delle attività di Gruppo ha permesso di conseguire solidi risultati nel semestre.

Per la restante parte del 2017, in linea con i target di Piano, sono previsti:

- > l'accelerazione degli investimenti in digitalizzazione, con il proseguimento della campagna di installazione degli smart meter di seconda generazione in Italia e la fine dell'installazione dei contatori elettronici nella Penisola Iberica. E' inoltre prevista l'accelerazione del roll-out della rete a fibra ottica intrapreso da OpEn Fiber, con oltre 1,7 milioni di case cablate per la fine dell'anno;
- > i contributi della strategia di attenzione al cliente su scala globale, a valle della prima fase di investimenti nelle piattaforme di back office e customer experience;
- > progressi ulteriori nell'efficienza operativa, supportati dalla digitalizzazione, con un obiettivo di cash-cost pari a 11,2 miliardi di euro entro fine anno;
- > l'importante contributo della crescita industriale, focalizzata su reti e rinnovabili, grazie anche ad un'accelerazione nello sviluppo di queste ultime con la previsione di circa 2 GW di capacità aggiuntiva nel secondo semestre 2017;
- > la seconda fase di semplificazione societaria, svolta a livello di singolo Paese, in particolare in America Latina;
- > ulteriori progressi nella gestione attiva del portafoglio, con ulteriori cessioni previste, investimenti in acquisizioni bolt-on e riduzioni attese delle minoranze.

I progressi raggiunti per ciascuno degli obiettivi di Piano, un'attesa normalizzazione della performance operativa ed un'accelerazione del contributo degli investimenti in rinnovabili consentono di confermare i *target* economico-finanziari per il 2017.

Informativa sulle parti correlate

Per la descrizione delle transazioni e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella Nota n. 26 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2017		2016	
			di cui con parti correlate		di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4	35.358	2.609	33.172	2.365
Altri ricavi e proventi	4	957	31	978	177
	[Subtotale]	36.315		34.150	
Costi					
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	5	17.615	3.683	15.325	2.734
Costi per servizi e altri materiali	5	8.235	1.338	8.030	1.235
Costo del personale	5	2.280		2.232	
Ammortamenti e impairment	5	2.824		2.843	
Altri costi operativi	5	1.457	135	1.117	126
Costi per lavori interni capitalizzati	5	(672)		(721)	
	[Subtotale]	31.739		28.826	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	6	278	8	(114)	2
Risultato operativo		4.854		5.210	
Proventi finanziari da contratti derivati	7	645		1.193	
Altri proventi finanziari	8	1.046	2	1.348	13
Oneri finanziari da contratti derivati	7	1.173		2.051	
Altri oneri finanziari	8	1.916	13	2.017	25
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	81		52	
Risultato prima delle imposte		3.537		3.735	
Imposte	9	1.044		1.143	
Risultato delle continuing operations		2.493		2.592	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		2.493		2.592	
Quota di interessenza del Gruppo		1.847		1.834	
Quota di interessenza di terzi		646		758	
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	10	<i>0,18</i>		<i>0,19</i>	
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	10	<i>0,18</i>		<i>0,19</i>	
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	10	<i>0,18</i>		<i>0,19</i>	
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	10	<i>0,18</i>		<i>0,19</i>	

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2017	2016
Risultato netto del periodo		2.493	2.592
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(31)	(516)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(1)	(28)
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		10	28
Variazione della riserva di traduzione		(1.797)	1.116
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico:			
Rimisurazione delle passività (attività) nette per benefici definiti		-	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	22	(1.819)	600
Utile complessivo rilevato nel periodo		674	3.192
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		872	1.820
- di terzi		(198)	1.372

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

Note

ATTIVITÀ		al 30.06.2017		al 31.12.2016	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	11	75.417		76.265	
Investimenti immobiliari		123		124	
Attività immateriali	12	16.678		15.929	
Avviamento	13	13.542		13.556	
Attività per imposte anticipate	14	6.437		6.665	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	1.583		1.558	
Derivati	16	1.201		1.609	
Altre attività finanziarie non correnti	17	3.783		3.892	
Altre attività non correnti		971		706	
	<i>[Totale]</i>	119.735		120.304	
Attività correnti					
Rimanenze		2.744		2.564	
Crediti commerciali	18	12.218	812	13.506	958
Crediti per imposte sul reddito		1.077		879	
Derivati	16	2.270	9	3.945	18
Altre attività finanziarie correnti		3.708	10	3.053	135
Altre attività correnti	19	3.066	259	3.044	109
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		8.513		8.290	
	<i>[Totale]</i>	33.596		35.281	
Attività classificate come possedute per la vendita	21	141		11	
TOTALE ATTIVITÀ		153.472		155.596	

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 30.06.2017		al 31.12.2016	
			<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		4.177		5.152	
Utili e perdite accumulati		20.423		19.484	
	<i>[Totale]</i>	34.767		34.803	
Interessenze di terzi					
Totale patrimonio netto	22	51.768		52.575	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	20	42.923	1.027	41.336	1.072
Benefici ai dipendenti		2.595		2.585	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	23	4.931		4.981	
Passività per imposte differite	14	8.340		8.768	
Derivati	16	2.429		2.532	
Altre passività non correnti		1.980	83	1.856	23
	<i>[Totale]</i>	63.198		62.058	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	20	3.025		5.372	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	20	7.549	89	4.384	89
Fondi rischi e oneri quota corrente	23	1.283		1.433	
Debiti commerciali		11.060	3.202	12.688	2.921
Debiti per imposte sul reddito		830		359	
Derivati	16	2.059	7	3.322	11
Altre passività finanziarie correnti		841	1	1.264	
Altre passività correnti		11.786	8	12.141	28
	<i>[Totale]</i>	38.433		40.963	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	21	73		0	
Totale passività		101.704		103.021	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		153.472		155.596	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (Nota 22)

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 disponibili per la vendita	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	Utile e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2016	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.956)	(1.341)	130	(54)	(551)	(2.115)	(196)	19.621	32.376	19.375	51.751
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.627)	(1.627)	(586)	(2.213)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	153	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)	-	-	-
Aumento di capitale a servizio della scissione non proporzionale di Enel Green Power	764	2.198	-	-	119	(31)	-	-	1	-	(974)	(12)	2.065	(2.106)	(41)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	7	(45)	(38)
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	519	(546)	27	(14)	-	-	-	1.834	1.820	1.372	3.192
di cui:															
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	519	(546)	27	(14)	-	-	-	-	(14)	614	600
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.834	1.834	758	2.592
al 30 giugno 2016	10.167	7.490	2.034	2.262	(1.318)	(1.918)	157	(68)	(550)	(2.108)	(1.170)	19.663	34.641	18.010	52.651
al 1° gennaio 2017	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
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(908)	(908)	(570)	(1.478)
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(962)	(21)	10	(2)	-	-	-	1.847	872	(198)	674
di cui:															
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(962)	(21)	10	(2)	-	-	-	-	(975)	(844)	(1.819)
- utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.847	1.847	646	2.493
al 30 giugno 2017	10.167	7.489	2.034	2.262	(1.967)	(1.469)	116	(14)	(706)	(2.398)	(1.170)	20.423	34.767	17.001	51.768

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2017		2016	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Risultato del periodo prima delle imposte		3.537		3.735	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment	5	2.824		2.843	
(Proventi)/Oneri finanziari	7-8	1.398		1.527	
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	(81)		(52)	
Variazioni del capitale circolante netto:		(1.212)		(589)	
- rimanenze		(185)		143	
- crediti commerciali		331	146	262	(81)
- debiti commerciali		(1.882)	281	(1.102)	(374)
- altre attività e passività		524	24	108	(168)
Accantonamenti ai fondi		130		344	
Utilizzo fondi		(535)		(611)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		779	2	810	13
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.970)	(13)	(2.218)	(25)
(Proventi)/oneri netti da valutazione commodity		53		(295)	
Imposte pagate		(739)		(1.123)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(148)		(175)	
Cash flow da attività operativa (A)		4.036		4.196	
Investimenti in attività materiali non correnti	11	(3.057)		(3.431)	
Investimenti in attività immateriali	12	(408)		(283)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	2	(723)		-	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		19		406	
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento		155		18	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(4.014)		(3.290)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	20	7.641		1.309	
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	20	(5.144)		(5.146)	
Operazioni relative a non controlling interest		(406)		(213)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(1.656)		(2.187)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		435		(6.237)	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		(170)		119	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		287		(5.212)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽¹⁾		8.326		10.790	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽²⁾		8.613		5.578	

- 1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016), "Titoli a breve" pari a 36 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (1 milione di euro al 1° gennaio 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016.
- 2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.513 milioni di euro al 30 giugno 2017 (5.515 milioni di euro al 30 giugno 2016), "Titoli a breve" pari a 60 milioni di euro al 30 giugno 2017 (30 milioni di euro al 30 giugno 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 40 milioni di euro al 30 giugno 2017 (33 milioni di euro al 30 giugno 2016).

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 2017 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 27 luglio 2017.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2017 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2017, 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 2017, 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) ed alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla stessa data.

L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

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

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

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2017 sono gli stessi adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

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 2016.

Uso di Stime

La redazione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato richiede da parte della direzione aziendale l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data del bilancio stesso. Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto rilevante sui risultati successivi. Ai fini della redazione del presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato, il ricorso all'uso di stime ha riguardato le medesime fattispecie già caratterizzate da un processo di stima ai fini della predisposizione del 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 2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016.

In tale sede, ci si limita a segnalare che, nel corso del semestrale, Il Gruppo ha completato con il supporto di appositi advisor tecnici, uno studio volto a valutare il livello di performance operativa dei propri impianti solari ed eolici, ad analizzare i dati storici in termini di durata e frequenza degli interventi di manutenzione resi necessari in virtù di problematiche tecniche e ad esaminare le condizioni ambientali e climatiche ai quali gli impianti del Gruppo risultano esposti. I risultati delle analisi svolte su tali informazioni hanno fornito elementi sufficienti a ritenere ragionevole la previsione di un probabile allungamento delle vite economico-tecniche di alcune componenti degli impianti di generazione da fonte solare e da fonte eolica rispetto a quelle che erano state le previsioni formulate in anni precedenti. Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il Gruppo ha proceduto ad allungare le vite utili di tali componenti in base alle risultanze dello studio effettuato, tenendo altresì conto di eventuali vincoli di natura legale che fossero presenti in talune giurisdizioni in cui il Gruppo opera e che possano effettivamente condizionare il diritto allo sfruttamento di tali asset fino ad esaurimento della loro vita economico-tecnica.

In particolare, tali modifiche hanno riguardato l'estensione fino a 30 anni della vita utile di turbine e generatori ed altri macchinari meccanici ed elettrici per impianti di produzione da fonte eolica, nonché l'estensione della vita utile dei macchinari meccanici ed elettrici degli impianti di produzione da fonte solare, pur rimanendo nell'ambito dell'intervallo di vite utili già attualmente adottate dal Gruppo.

Gli effetti di tali cambiamenti nelle aliquote di ammortamento sul presente Bilancio consolidato semestrale sono stimabili in minori ammortamenti per 24 milioni di euro.

Inoltre, in virtù di alcuni specifici studi tecnici condotti internamente sul perimetro di asset di impianti di generazione da fonte idroelettrica in Spagna e in Cile, il Gruppo ha altresì ritenuto che sussistessero le condizioni per un allungamento delle vite economico-tecniche di alcune componenti delle centrali idroelettriche programmabili. Anche in tal caso, pur rimanendo all'interno dell'intervallo di vite utili già utilizzate dal Gruppo, l'innalzamento medio delle stesse nell'ambito di ciascuna categoria ha determinato una riduzione complessiva degli ammortamenti del semestre per 45 milioni di euro.

Prevedibili impatti derivanti dall'applicazione dei nuovi principi contabili IFRS 9 e IFRS 15

Nel rispetto del Public Statement "European Common Enforcement Priorities for 2016 financial statements" pubblicato dall'ESMA in data 28 ottobre 2016, di seguito, si evidenziano i prevedibili impatti derivanti dall'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2018, dei nuovi principi contabili IFRS 9 – Strumenti finanziari e IFRS 15 – Ricavi provenienti da contratti con i clienti.

> "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.

Relativamente alla classificazione degli strumenti finanziari, l'IFRS 9 prevede un unico approccio per tutte le tipologie di attività finanziarie, incluse quelle che contengono derivati impliciti, per cui, le attività finanziarie sono classificate nella loro interezza, senza la previsione di complesse metodologie di bipartizione.

Al fine di determinare in che modo le attività finanziarie debbano essere classificate e valutate, bisogna considerare il business model per gestire l'attività finanziaria e le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali. A tal proposito, per business model si intende il modo in cui la società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa, ossia incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo l'attività finanziaria o entrambi.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un business model il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali, mentre quelle al fair value through other comprehensive income (FVTOCI) sono detenute con l'obiettivo sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di vendita. Tale categoria consente di riflettere a conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e ad OCI il fair value dell'attività finanziaria.

La categoria delle attività finanziarie al fair value through profit or loss (FVTPL) è, invece, una categoria residuale che accoglie le attività finanziarie che non sono detenute in uno dei due business model di cui sopra, ivi incluse quelle detenute per la negoziazione e quelle gestite sulla base del relativo fair value.

Per quanto riguarda la classificazione e valutazione delle passività finanziarie, l'IFRS 9 ripropone il trattamento contabile previsto dallo IAS 39, apportando limitate modifiche, per cui la maggior parte di esse è valutata al costo ammortizzato; inoltre, è ancora consentito designare una passività finanziaria al fair value through profit or loss, in presenza di specifici requisiti.

Il principio introduce nuove previsioni per le passività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico, in base alle quali, in tali circostanze, la porzione delle variazioni di fair value dovute all'own credit risk deve essere rilevata ad OCI anziché a conto economico. E' consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l'obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

Dal momento che, durante la crisi finanziaria il modello di impairment basato sulle "incurred credit losses" aveva mostrato evidenti limiti connessi al differimento della rilevazione delle perdite su crediti al momento dell'evidenza del manifestarsi di un trigger event, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle "expected credit losses".

In buona sostanza, il modello prevede:

- a) l'applicazione di un unico approccio a tutte le attività finanziarie;
- b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse ad 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;
- d) il miglioramento delle disclosures sulle perdite attese e sul rischio di credito.

L'IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, con l'obiettivo di allineare le risultanze contabili alle attività di risk management e di stabilire un approccio più principles-based.

Il nuovo approccio di hedge accounting consentirà alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eleggibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer components e alle esposizioni aggregate (i.e. una combinazione di un'esposizione non derivata e di un derivato). 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. L'IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettico devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

Infine, l'IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio fair value hedge accounting in relazione al rischio di tasso di interesse ("macro hedge accounting") in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione. A tal proposito, ad aprile 2014 lo IASB ha pubblicato il Discussion Paper Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging. Nel corso dell'esercizio 2016 è stato avviato uno specifico progetto di transizione con riferimento ai tre ambiti di applicazione del nuovo principio. Nel corso del primo semestre del 2017 l'attività progettuale, ha continuato ad essere svolta mediante specifici assessment e gap analysis, rispetto allo IAS 39, per ciascuno dei tre stream di seguito riportati, rispetto ai quali si evidenzia quanto segue:

- a) "Classification and Measurement": è stata effettuata una prima attività di verifica dell'attuale modalità di classificazione degli strumenti finanziari rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (i.e. SPPI test e business model). Peraltro, sono stati individuati alcuni contratti che potrebbero essere oggetto di valutazione al fair value in quanto i flussi di cassa contrattuali non sono rappresentati esclusivamente dal pagamento di capitale e interessi, nonché le partecipazioni di minoranza in società non quotate per le quali, in base allo IAS 39, si è adottato il criterio del costo e

che potrebbero essere valutate al fair value nelle circostanze previste dal principio. Nel corso del secondo semestre 2017 proseguirà l'attività volta all'analisi dei modelli di valutazione delle predette attività finanziarie.

b) "Impairment": sono state individuate e analizzate le attività finanziarie in portafoglio oggetto di impairment. Con particolare riferimento ai crediti commerciali, rappresentativi della maggior parte dell'esposizione creditizia del Gruppo, è stata effettuata una specifica attività di analisi degli stessi suddivisi per cluster a seconda della Country, Global Business Line e del contesto normativo e regolamentare di riferimento, al fine di individuare il modello di valutazione più appropriato per la definizione delle expected credit losses. Le analisi condotte hanno portato ad identificare, nella maggior parte dei casi, un modello di impairment declinato secondo l'approccio semplificato previsto dal principio per tale tipologia di crediti, in riferimento al quale sono state individuate le assunzioni alla base dello stesso; è tuttora in corso un'attività volta al completamento della definizione degli input di riferimento.

c) "Hedge Accounting": è stata effettuata un'attività di review e analisi delle relazioni di copertura esistenti aggregando le stesse per cluster omogenei e individuando per ciascuno di essi le nuove strategie di hedge accounting previste dal principio, con l'obiettivo di un maggiore allineamento alle attività di gestione del rischio poste in essere dal Gruppo. Nel corso del secondo semestre 2017 proseguiranno le attività di definizione del nuovo modello di hedge accounting.

- > "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 sostituirà "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 applicherà a tutti i contratti con i clienti, ad eccezione di alcune esclusioni (ad esempio, contratti di leasing e di assicurazione, strumenti finanziari, ecc.). Il nuovo principio introduce un quadro complessivo di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi basato sul seguente principio fondamentale: rilevazione 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. Questo principio fondamentale verrà applicato utilizzando 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).

L'IFRS 15 include anche una serie di note di commento che dovrebbero fornire un'informativa completa circa la natura, l'ammontare, la tempistica e il grado di incertezza dei ricavi e dei flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti.

Nel corso del primo semestre 2017 è proseguita l'attività progettuale, avviata nell'esercizio 2016, volta a individuare i potenziali impatti del principio sul Bilancio consolidato del Gruppo. In particolare in una prima fase del progetto si è provveduto ad individuare i revenue streams rilevanti per il Gruppo. Nella successiva fase progettuale, nei principali Paesi in cui è presente il Gruppo, si è avviata un'attività di analisi di selezionati contratti rappresentativi dei cluster in cui il portafoglio dei contratti era stato precedentemente classificato. Sulla base di tale assessment, le fattispecie più significative che riteniamo saranno interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 15 si riferiscono a: (i) identificazione delle obbligazioni contrattuali; (ii) i contratti caratterizzati da una pluralità di obbligazioni contrattuali; (iii) i contratti che prevedono corrispettivi variabili e relativo timing di riconoscimento; (iv) i contratti in cui un soggetto terzo è coinvolto nella fornitura dei beni/servizi ai clienti, distinguendo i casi in cui il Gruppo (o la controparte) agisce per conto proprio o in qualità di rappresentante; (v) la capitalizzazione dei costi per l'acquisizione dei contratti con i clienti; e (vi) l'informativa da fornire in ossequio al principio.

Per le principali casistiche individuate, è stata avviata un'ulteriore attività di analisi per stimare gli effetti connessi all'applicazione del nuovo principio. Sulla base delle analisi condotte fino alla data di approvazione della seguente Relazione finanziaria semestrale e che continueranno nel secondo semestre, gli ambiti interessati riguardano essenzialmente: i) la capitalizzazione di alcune provvigioni di vendita nei confronti degli agenti; ii) l'eventuale rappresentazione di alcune fattispecie di ricavi in altre voci di conto economico senza impatti sul risultato operativo e sul risultato netto.

Nel corso del secondo semestre proseguiranno le analisi per l'assessment dei possibili impatti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15 e dell'IFRS 9, nonché per l'identificazione delle modalità di rappresentazione degli effetti in sede di prima adozione dei nuovi principi, tenuto anche conto delle opzioni previste e della continua evoluzione degli orientamenti con riferimento alla loro adozione.

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche. In particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Analogamente, le performance dell'attività di generazione idroelettrica eccellono soprattutto nei mesi invernali e ad inizio della primavera in considerazione della maggiore idraulicità stagionale. Tenuto conto dello scarso impatto economico di tali andamenti, peraltro ulteriormente mitigato dal fatto che le operazioni del Gruppo presentano una variegata distribuzione in entrambi gli emisferi e quindi gli impatti derivanti dai fattori climatici tendono ad assumere un andamento uniforme nel corso dell'anno, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei dodici mesi chiusi al 30 giugno 2017.

Rideterminazione dei dati comparativi

A partire dalla chiusura contabile al 30 settembre 2016, può ritenersi pienamente operativo il nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, la cui adozione era stata annunciata nel corso del secondo trimestre 2016, al momento della presentazione della nuova struttura organizzativa.

Tale modello organizzativo 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 nuova definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, 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, Retail, Servizi e Holding. Pertanto, la nuova struttura matriciale è articolata nelle seguenti Divisioni (Generazione Termoelettrica Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading) e Regioni/Paesi (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia) e rappresenterà a partire da quest'anno anche la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, sia verso la comunità finanziaria.

In considerazione di ciò, si è reso altresì necessario procedere a una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del principio di riferimento "IFRS 8 - *Settori operativi*", di cui alla successiva Nota 3, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente riesposti per assicurarne la piena confrontabilità.

Inoltre, per quanto riguarda lo schema del rendiconto finanziario consolidato, con riferimento alla struttura del "cash flow da attività operativa" il quale ha mantenuto inalterato il valore complessivo, ha subito delle modifiche strutturali ai fini di una migliore esposizione dei fenomeni occorsi e ciò ha, pertanto, comportato la riclassificazione di talune voci riferite al primo semestre 2016 ai fini di una migliore comparabilità.

2. Principali variazioni area di consolidamento

L'area di consolidamento al 30 giugno 2017, rispetto a quella del 30 giugno 2016 e del 31 dicembre 2016, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2016

- > cessione perfezionata agli inizi di marzo 2016 di **Compostilla Re**, società già classificata a dicembre 2015 come "posseduta per la vendita"; il prezzo di cessione è stato di 101 milioni di euro (la società ceduta deteneva anche liquidità per circa 111 milioni di euro) ed ha generato una plusvalenza di circa 19 milioni di euro;
- > cessione in data 1° maggio 2016 del 65% di **Drift Sand Wind Project**, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti;
- > cessione perfezionata in data 13 luglio 2016 di **Enel Longanesi**, dove erano incluse le attività italiane (costituite da 21 tra istanze e permessi di esplorazione onshore e offshore) nel settore upstream gas;
- > cessione, in data 28 luglio 2016, del 50% del capitale di **Slovak Power Holding (SPH)**, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di **Slovenské elektrárne (SE)**;
- > acquisizione del controllo, in data 1° ottobre 2016, di **Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca (DEC)**, già consolidata con il metodo del patrimonio netto, attuata mediante fusione per incorporazione della stessa DEC in Codensa (che già ne deteneva una quota pari al 49%);
- > perdita del controllo, in data 21 novembre 2016, conseguente al cambio di governance e alla cessione di una quota dell'1%, per un corrispettivo pari a 12 milioni di euro, di **EGPNA Renewable Energy Partners**, società operante nello sviluppo di progetti di generazione da fonte rinnovabile negli Stati Uniti e che, pertanto, a partire da tale data è consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione, in data 30 novembre 2016, del 100% di **Enel France**, società operante nella generazione termoelettrica in Francia;
- > perdita del controllo, in data 20 dicembre 2016, di **Enel Open Fiber** (oggi Open Fiber) a seguito dell'aumento di capitale effettuato sia da Enel che da CDP Equity, ad esito del quale Enel e CDPE detengono una partecipazione paritetica nel capitale di OF, la quale viene pertanto a partire da tale data consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione, in data 28 dicembre 2016, dei parchi eolici **Cimarron e Lindahl** alla sopracitata Joint venture EGN REP, punto iniziale della nuova strategia di crescita industriale sostenuta da un modello 'Build, Sell and Operate' a minore intensità di capitale e destinata ad accelerare lo sviluppo del portafoglio di progetti a livello globale;
- > cessione, in data 30 dicembre 2016, del 100% di **Marcinelle Energie**, società operante nella generazione termoelettrica in Belgio. Il prezzo di vendita sarà soggetto ad aggiustamenti di prassi che includono una clausola di earn-out.

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 **Celg Distribuição (CELG-D)**, 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.

Altre variazioni

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

- > cessione, in data 29 febbraio 2016, della restante quota di **Hydro Dolomiti Enel**, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > in data 31 marzo 2016 ha avuto efficacia la scissione non proporzionale di **Enel Green Power**, mediante la quale – attraverso un aumento di capitale di Enel SpA a servizio della scissione stessa - il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%, con conseguente riduzione delle interessenze di terzi;
- > In data 3 maggio 2016, acquisizione del restante 40% di **Maicor Wind**, società operante nel settore eolico in Italia, divenendone unico socio;
- > in data 27 luglio 2016, Enel Green Power International (interamente posseduta da Enel) ha ceduto il 60% del capitale di **Enel Green Power España** ad Endesa Generación (interamente posseduta da Endesa), che essendo già titolare del restante 40% del capitale di EGPE, a seguito di questa operazione ne è divenuta unico socio. Nel bilancio consolidato, l'operazione genera una riduzione delle quota di pertinenza del Gruppo (dall'88,04% al 70,10%) dei risultati di Enel Green Power España a partire dall'efficacia dell'operazione;
- > realizzazione, in data 1° dicembre 2016, della fusione in **Enel Americas** di Endesa Americas e Chilectra Americas, società tutte generate dalla scissione di Enersis, Endesa Chile e Chilectra. Per l'effetto congiunto dei rapporti di cambio tra le azioni e l'esercizio del diritto di recesso da parte di alcuni degli azionisti delle società coinvolte nell'operazione, le percentuali di interessenza di tutte le società direttamente e indirettamente detenute da Enel Americas sono variate.

Acquisizione CELG-D

In data 14 febbraio 2017 Enel Brasil ha finalizzato l'acquisizione del 94,84% del capitale sociale di Celg Distribuição, (di seguito anche "CELG-D"), società di distribuzione di energia che opera nello stato brasiliano di Goiás per effetto di una concessione valida fino al 2045. La transazione originaria prevedeva che la quota restante di CELG-D è stata offerta ai dipendenti in servizio e pensionati della società mediante una procedura ove Enel Brasil si è resa garante dell'acquisto delle azioni non acquisite dai suddetti dipendenti e pensionati. La procedura si è chiusa il 4 maggio 2017 e ha permesso al Gruppo di ottenere un'ulteriore quota del 5,04% di CELG-D, giungendo quindi a una partecipazione complessivamente pari al 99,88%.

Nel corso del primo semestre, la società ha effettuato un'allocazione provvisoria del prezzo di acquisizione, determinando in misura non definitiva il *fair value* delle attività e passività acquisite.

Le principali rettifiche rispetto al valore contabile sono essenzialmente riconducibili all'iscrizione di attività immateriali (in particolare relativamente ai diritti di concessione) e dei correlati effetti fiscali calcolati tenendo in considerazione gli effetti della fusione inversa di CELG-D in Enel Investimentos. Si segnala che in virtù delle caratteristiche del regime di concessione in cui opera, l'attività di distribuzione elettrica esercitata dalla società rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione⁽¹⁾:	(278)
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	1.153
- passività per imposte differite	(117)
- passività per benefici ai dipendenti	(40)
- altre rettifiche	(27)
- interessenze di terzi	(1)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	690
Costo acquisto 94,84%	665
Costo acquisto ulteriore 5,04%	25
Costo dell'operazione	690
Avviamento	-

⁽¹⁾ Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel al 99,88%.

Pertanto, la situazione contabile alla data di acquisizione è così aggiornata:

Situazione contabile di CELG-D alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili ante 14 febbraio 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 14 febbraio 2017
Immobili, impianti e macchinari	13	-	13
Attività immateriali	572	1.153	1.725
Attività per imposte anticipate	23	-	23
Altre attività non correnti	318	(5)	313
Crediti commerciali	238	1	239
Rimanenze	7	-	7
Altre attività correnti	132	(6)	126
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9	-	9
Finanziamenti	(326)	9	(317)
Benefici ai dipendenti	(43)	(40)	(83)
Passività per imposte differite	(23)	(117)	(140)
Altre passività non correnti	(161)	(11)	(172)
Fondi rischi e oneri	(216)	-	(216)
Debiti commerciali	(446)	(4)	(450)
Altre passività correnti	(375)	(11)	(386)
Interessenze di terzi	-	(1)	(1)
Attività nette acquisite	(278)	968	690

La contribuzione di CELG-D ai risultati del primo semestre 2017 è di 596 milioni di euro nei ricavi e negativa per 15 milioni di euro sul risultato operativo.

Altre acquisizioni minori

Determinazione avviamento

Milioni di euro	Demand Energy Networks	Màs Energia	Tynemouth Energy Storage	Amec Foster Wheeler Power (oggi Enel Green Power Sannio)
Immobili, impianti e macchinari	-	-	2	49
Attività immateriali	30	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	15	-	-	8
Crediti commerciali	-	-	-	1
Altre attività correnti	-	-	-	4
Finanziamenti a medio lungo termine	-	-	-	(29)
Debiti commerciali	(2)	-	-	(1)
Altre passività correnti	(14)	-	-	(17)
Attività nette acquisite	29	-	2	15
Costo dell'acquisizione	38	10	5	21
<i>(di cui versati per cassa)</i>	30	10	4	21
Avviamento	9	10	3	6

Si precisa che mentre per Demand Energy il processo di allocazione del prezzo è stato provvisoriamente determinato, per le altre acquisizioni minori il Gruppo procederà all'identificazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte entro i dodici mesi successivi alla data di acquisizione; tale processo è stato avviato immediatamente dopo l'acquisizione.

3. Dati economici e patrimoniali per area di attività

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

Dati economici per area di attività

Primo semestre 2017 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	18.317	9.939	6.497	1.139	362	46	15	36.315
Ricavi intersettoriali	360	21	16	18	3	-	(418)	-
Totale ricavi	18.677	9.960	6.513	1.157	365	46	(403)	36.315
Totale costi	15.349	8.316	4.457	880	147	18	(252)	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 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

Primo semestre 2016 restated ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	17.197	9.139	5.088	2.187	461	9	69	34.150
Ricavi intersettoriali	408	32	17	117	1	-	(575)	-
Totale ricavi	17.605	9.171	5.105	2.304	462	9	(506)	34.150
Totale costi	13.819	7.197	3.375	1.875	135	8	(426)	25.983
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(107)	(1)	-	(8)	-	-	2	(114)
Ammortamenti	850	825	447	143	120	3	25	2.413
Impairment	247	177	38	47	8	-	45	562
Ripristini di valore	-	(123)	(2)	(8)	-	-	1	(132)
Risultato operativo	2.582	1.094	1.247	239	199	(2)	(149)	5.210
Investimenti	738	408	1.265	88 ⁽²⁾	748	201	17	3.465

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

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

Dati patrimoniali per area di attività

Al 30 giugno 2017

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.955	23.846	16.751	3.056	5.105	758	(9)	75.462
Attività immateriali	1.283	15.638	11.890	751	641	114	(45)	30.272
Crediti commerciali	8.152	2.230	1.941	294	191	25	(615)	12.218
Altro	3.532	1.565	811	206	35	4	(168)	5.985
Attività Operative	38.922 ⁽¹⁾	43.279	31.393	4.307 ⁽²⁾	5.972	901	(837)	123.937
Debiti commerciali	6.178	2.120	2.332	309	652	22	(553)	11.060
Fondi diversi	3.048	3.788	1.278	110	25	16	544	8.809
Altro	6.971	2.781	2.041	346	187	63	107	12.496
Passività Operative	16.197	8.689	5.651	765 ⁽³⁾	864	101	98	32.365

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

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

(3) Di cui 59 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2016

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.981	24.174	17.411	3.048	4.831	780	46	76.271
Attività immateriali	1.314	15.671	11.045	743	633	113	(34)	29.485
Crediti commerciali	9.429	2.243	1.835	317	111	18	(447)	13.506
Altro	3.409	1.461	515	179	41	2	(134)	5.473
Attività Operative	40.133 ⁽¹⁾	43.549	30.806	4.287	5.616 ⁽²⁾	913	(569)	124.735
Debiti commerciali	7.606	2.155	2.433	374	493	23	(396)	12.688
Fondi diversi	3.077	4.096	1.039	127	25	18	617	8.999
Altro	7.125	3.042	1.850	305	210	54	340	12.926
Passività Operative	17.808	9.293	5.322	806	728	95	561	34.613

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

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

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

Milioni di euro

	al 30.06.2017	al 31.12.2016
Totale attività	153.472	155.596
Partecipazioni valutate con il metodo del PN	1.583	1.558
Attività finanziarie non correnti	3.783	3.892
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività non correnti	293	301
Attività finanziarie correnti	3.708	3.053
Derivati	3.471	5.554
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.513	8.290
Attività per imposte anticipate	6.437	6.665
Crediti per imposte sul reddito	1.077	879
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività correnti	630	664
Attività finanziarie e fiscali di Attività classificate come possedute per la vendita	40	5
Attività di settore	123.937	124.735
Totale passività	101.704	103.021
Finanziamenti a lungo termine	42.923	41.336
Finanziamenti a breve termine	3.025	5.372
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.549	4.384
Passività finanziarie correnti	841	1.264
Derivati	4.488	5.854
Passività di imposte differite	8.340	8.768
Debiti per imposte sul reddito	830	359
Debiti tributari diversi	1.329	1.071
Passività finanziarie e fiscali di Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	14	-
Passività di settore	32.365	34.613

Ricavi

4. Ricavi – Euro 36.315 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016	Variazioni	
Vendita energia elettrica	21.438	20.577	861	4,2%
Trasporto energia elettrica	4.883	4.687	196	4,2%
Corrispettivi da gestori di rete	332	259	73	28,2%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	903	530	373	70,4%
Vendita gas	2.280	2.149	131	6,1%
Trasporto gas	321	320	1	0,3%
Vendita di combustibili	3.847	3.359	488	14,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	366	408	(42)	-10,3%
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	312	151	161	-
Ricavi da vendita di certificati ambientali	(25)	6	(31)	-
Altre vendite e prestazioni	701	726	(25)	-3,4%
Totale ricavi delle vendite e prestazioni	35.358	33.172	2.186	6,6%
Contributi a preventivo e altri contributi	37	19	18	94,7%
Contributi per certificati ambientali	456	410	46	11,2%
Rimborsi vari	122	117	5	4,3%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	160	174	(14)	-8,0%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	-	4	(4)	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	9	20	(11)	-55,0%
Altri proventi	173	234	(61)	-26,1%
Totale altri ricavi e proventi	957	978	(21)	-2,1%
TOTALE RICAVI	36.315	34.150	2.165	6,3%

I ricavi da “Vendita di energia elettrica” si attestano nel primo semestre 2017 a 21.438 milioni di euro (20.577 milioni di euro nel primo semestre 2016) e includono i ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 15.404 milioni di euro (13.983 milioni di euro nel primo semestre 2016), i ricavi per vendita di energia all’ingrosso (non inclusivi dei corrispettivi da gestori di rete) per 4.350 milioni di euro (5.616 milioni di euro nel primo semestre 2016), nonché i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 1.683 milioni di euro (978 milioni di euro nel primo semestre 2016). Tale variazione è dovuta a:

- > maggiori ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.421 milioni di euro, principalmente per la ripresa dei prezzi medi di vendita associata alle maggiori quantità vendute e all’effetto della variazione dei tassi di cambio, più favorevoli in America Latina; relativamente alle variazioni di perimetro di consolidamento, si segnala che l’acquisizione di CELG-D impatta sui ricavi del primo semestre 2017 per 448 milioni di euro, mentre la cessione di Slovenské elektrárne su quelli del primo semestre 2016 per 300 milioni di euro;
- > minori ricavi da vendita di energia all’ingrosso per 1.266 milioni di euro dovuti sostanzialmente al deconsolidamento di Slovenské elektrárne (754 milioni di euro) e dalla riduzione delle vendite realizzate prevalentemente sul territorio italiano;
- > maggiori ricavi per attività di trading di energia elettrica per 705 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dei maggiori volumi intermediati.

I ricavi da “Trasporto di energia elettrica” sono pari nel primo semestre 2017 a 4.883 milioni di euro (4.687 milioni di euro nel primo semestre 2016) e si riferiscono al trasporto di energia destinata a clienti finali per 2.614 milioni di euro (2.388 milioni di euro nell’analogo periodo del 2016) e al trasporto di energia per altri operatori per 2.268 milioni di euro (2.299 milioni di euro nel primo semestre 2016). L’incremento può essere ricondotto principalmente alle maggiori quantità distribuite sul mercato libero ai clienti finali in Italia.

I ricavi per “Contributi da operatori istituzionali di mercato” sono pari nel primo semestre 2017 a 903 milioni di euro, in aumento di (373) milioni di euro rispetto all’analogo periodo del 2016. La variazione trova riscontro per 213 milioni di euro nel maggiore costo di generazione dei combustibili registrato in Spagna e per 165 milioni di euro al diverso meccanismo dei certificati verdi in Italia.

I ricavi da “Vendita di gas” ammontano a 2.280 milioni di euro e includono le vendite ai clienti finali in Italia per 1.138 milioni di euro (1.133 milioni di euro nel primo semestre 2016) e verso clienti finali nel mercato estero per 1.142 milioni di euro (1.016 milioni di euro nel primo semestre 2016). L’incremento di 131 milioni di euro è da attribuire principalmente all’aumento delle vendite nella penisola iberica (per 106 milioni di euro) che deriva dai maggiori volumi intermediati e da prezzi medi unitari più alti rispetto a quelli applicati nel 2016.

I ricavi da “Vendita di combustibili”, pari a 3.847 milioni di euro, includono nel primo semestre 2017 vendite di gas naturale per 3.818 milioni di euro (3.330 milioni di euro nel primo semestre 2016) e vendite di altri combustibili per 29 milioni di euro (29 milioni di euro nel primo semestre 2016); l’incremento del periodo è da riferire sostanzialmente ai maggiori volumi intermediati da Enel Global Trading nei mercati internazionali.

I ricavi per “lavori in corso per ordinazione” evidenziano un incremento di 161 milioni di euro: tale andamento rispetto all’analogo periodo del 2016 riflette principalmente le maggiori attività di ingegneria su infrastrutture di rete esercite in regime di concessione e rientranti nell’ambito di applicazione dell’IFRIC 12 (su cui ha impatto anche la variazione di perimetro di consolidamento relativa all’acquisizione di CELG-D).

Le “Plusvalenze da alienazione di società” nel primo semestre 2017 sono pari a 160 milioni di euro (174 milioni di euro nel primo semestre 2016) e sono prevalentemente riferibili (146 milioni di euro) alla plusvalenza derivante dalla vendita della società cilena Electrogas nella quale il gruppo deteneva una quota del 42,5%. Nel primo semestre 2016 invece la voce si riferisce principalmente alla plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel e per 19 milioni di euro alla cessione di Compostilla RE, oltre che alla rettifica positiva di prezzo di 30 milioni rilevata per la cessione di ENEOP.

Gli “Altri proventi”, pari a 173 milioni di euro nel primo semestre 2017, registrano un decremento pari a 61 milioni di euro rispetto all’analogo periodo dell’esercizio precedente. Tale decremento è dovuto in larga parte a minori proventi dalle società di generazione e distribuzione argentine a seguito delle riforme tariffarie.

Costi

5. Costi – Euro 31.739 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016	Variazioni	
- Energia elettrica	9.740	8.692	1.048	12,1%
- Combustibili e Gas	7.875	6.633	1.242	18,7%
Totale acquisti energia elettrica, combustibili e gas	17.615	15.325	2.290	14,9%
- Vettoriamenti passivi	4.933	4.743	190	4,0%
- Godimento beni di terzi	245	268	(23)	-8,6%
- Altri servizi	2.534	2.513	21	0,8%
- Materie prime	523	506	17	3,4%
Totale servizi e altri materiali	8.235	8.030	205	2,6%
Costo del personale	2.280	2.232	48	2,2%
- Ammortamenti delle attività materiali	2.034	2.074	(40)	-1,9%
- Ammortamenti delle attività immateriali	399	339	60	17,7%
- Impairment e relativi ripristini	391	430	(39)	-9,1%
Totale ammortamenti e impairment	2.824	2.843	(19)	-0,7%
- Oneri per certificati ambientali	597	404	193	47,8%
- Altri costi operativi	860	713	147	20,6%
Totale altri costi operativi	1.457	1.117	340	30,4%
- Costi capitalizzati per materiali	(192)	(170)	(22)	-12,9%
- Costi capitalizzati del personale	(325)	(307)	(18)	5,9%
- Altri costi capitalizzati	(155)	(244)	89	-36,5%
Totale costi per lavori interni capitalizzati	(672)	(721)	49	-6,8%
TOTALE COSTI	31.739	28.826	2.913	10,1%

Gli acquisti di “Energia elettrica” ammontano nel primo semestre 2017 a 9.740 milioni di euro (8.692 milioni di euro nel primo semestre 2016) ed includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall’Acquirente Unico per 1.537 milioni di euro (1.367 milioni di euro nel primo semestre 2016), e dal Gestore dei Mercati Energetici per 1.171 milioni di euro (705 milioni di euro nel primo semestre 2016). L’incremento di tale voce, riflette l’effetto dei maggiori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali (3.656 milioni di euro, con un incremento di 606 milioni di euro), i maggiori acquisti effettuati sulle Borse dell’energia elettrica (in particolare quella italiana) per 1.048 milioni di euro, nonché per acquisti spot sui mercati esteri e domestici per 251 milioni di euro.

Gli acquisti di “Combustibili e gas”, pari a 7.875 milioni di euro nel primo semestre 2017, si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 6.205 milioni di euro (5.327 milioni di euro nel primo semestre 2016) e agli acquisti di altri combustibili per 1.670 milioni di euro (1.306 milioni di euro nel primo semestre 2016). L’incremento del semestre risente del maggior fabbisogno di energia elettrica da fonte termoelettrica e ad un significativo rialzo del prezzo unitario che hanno più che compensato l’effetto della variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne.

I costi per “Servizi e altri materiali” nel primo semestre 2017 hanno subito un incremento di 205 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016, principalmente dovuto ai maggiori vettoriamenti passivi per 190 milioni di euro nonché all’incremento dei costi per servizi e lavori su infrastrutture di rete in Brasile nel primo semestre 2017.

Il “Costo del personale” del primo semestre del 2017 è pari a 2.280 milioni di euro, con un incremento di 48 milioni di euro (+2,2%).

La variazione è da riferire principalmente:

- > alla rilevazione nel primo trimestre 2017 di maggiori incentivi all'esodo, interamente ascrivibili all'accantonamento effettuato in CELG-D per 45 milioni di euro al fine di efficientarne la struttura;
- > all'effetto della variazione dei tassi di cambio per 25 milioni di euro;
- > all'incremento nei costi medi unitari, particolarmente sentito in America Latina, che ha comportato un maggior costo per 76 milioni di euro;
- > alla variazione di perimetro di consolidamento, prevalentemente riferibile a Slovenské elektrárne e CELG-D, che ha comportato un risparmio di costi per 33 milioni di euro;
- > all'effetto della riduzione delle consistenze medie rispetto allo stesso periodo del 2016 (-4.440 risorse) con un effetto di 65 milioni di euro.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2017 è pari a 62.756 unità (62.080 unità al 31 dicembre 2016). Rispetto al 31 dicembre 2016 l'organico del Gruppo nel corso del semestre si incrementa di 676 unità nonostante l'effetto negativo del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo, a seguito delle variazioni di perimetro (+1.942 risorse), principalmente dovuta all'acquisizione di CELG-D in Brasile e di EGP Sannio in Italia. I movimenti sono allocati geograficamente con la seguente ripartizione: il 17% delle assunzioni sono state realizzate in Italia, mentre il restante 83% sono distribuite nei paesi esteri. Le cessazioni, invece, per circa il 22% 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 78% si è rilevato all'estero, in particolare in Spagna.

Gli "Ammortamenti e impairment" del primo semestre 2017 ammontano a 2.824 (2.843 milioni di euro nel primo semestre 2016) e registrano un decremento di 19 milioni di euro.

Il decremento può essere ricondotto principalmente a minori impairment su crediti commerciali per 51 milioni di euro, prevalentemente rilevati all'estero.

Tale contrazione è solo in parte compensata dai più alti ammortamenti sulle immobilizzazioni immateriali (prevalentemente per effetto della variazione dei tassi di cambio e del consolidamento di CELG-D), essendosi invece ridotti gli ammortamenti sugli impianti, immobili e macchinari per effetto soprattutto del deconsolidamento di Slovenské elektrárne e della variazione della vita di alcune categorie di impianti da fonte rinnovabile.

Le perdite di valore del primo semestre 2017 (al netto dei rispettivi ripristini) presentano un decremento di 39 milioni di euro, dettagliato nella tabella seguente:

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016	Variazioni	
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	(1)	9	(10)	-
- attività immateriali	-	-	-	-
- crediti commerciali	509	473	36	7,6%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	79	(79)	-
- altre attività	25	1	24	-
Totale impairment	533	562	(29)	-5,2%
Ripristini di valore:				
- immobili, impianti e macchinari	(2)	(1)	(1)	-
- crediti commerciali	(138)	(129)	(9)	-7,0%
- altre attività	(2)	(2)	-	-
Totale ripristini di valore	(142)	(132)	(10)	-7,6%
TOTALE IMPAIRMENT E RELATIVI RIPRISTINI	391	430	(39)	-9,1%

La variazione degli impairment, è dovuta principalmente alla rilevazione nel primo semestre 2016 dell'adeguamento per 39 milioni di euro al presumibile valore di cessione (derivante dalla trattativa con la controparte) relativamente agli asset in fase di sviluppo nell'Upstream gas in Algeria (licenza Isarene), classificati come posseduti per la vendita al 30 giugno 2016.

Gli "Altri costi operativi", pari a 1.457 milioni di euro nel primo semestre 2017, registrano un incremento di 340 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento risente dei maggiori oneri per Titoli di efficienza energetica (in crescita di 233 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016), dei maggiori costi sostenuti per multe registrate in Argentina per il mancato raggiungimento di standard qualitativi nella fornitura del servizio elettrico, nonché dei maggiori oneri per imposte connesse al business elettrico in Spagna anche a seguito della maggiore produzione nucleare.

6. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value – Euro 278 milioni

I proventi netti derivanti da contratti su commodity valutati al fair value ammontano a 278 milioni di euro e si riferiscono ai proventi realizzati nel periodo per 3.768 milioni di euro compensati dagli oneri di valutazione al fair value al 30 giugno 2017 pari a 3.490 milioni di euro.

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016	Variazioni	
Proventi:				
- proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	727	740	(13)	-1,8%
- proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	3.041	4.185	(1.144)	-27,3%
Totale proventi	3.768	4.925	(1.157)	-23,5%
Oneri:				
- oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	(587)	(620)	33	5,3%
- oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	(2.903)	(4.419)	1.516	34,3%
Totale oneri	(3.490)	(5.039)	1.549	30,7%
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	278	(114)	392	-

7. Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro (528) milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016	Variazioni	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	133	118	15	12,7%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	499	1.062	(563)	-53,0%
- proventi da derivati di fair value hedge	13	13	-	-
Totale proventi	645	1.193	(548)	-45,9%
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(898)	(884)	(14)	-1,6%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(259)	(1.164)	905	77,7%
- oneri da derivati di fair value hedge	(16)	(3)	(13)	-
Totale oneri	(1.173)	(2.051)	878	42,8%
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	(528)	(858)	330	38,5%

Gli oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge ammontano a 765 milioni di euro, sostanzialmente relativi a cambi, mentre i derivati al fair value con impatto a Conto economico fanno registrare un impatto netto positivo per 240 milioni di euro.

Il saldo della gestione dei derivati di fair value hedge registra invece un saldo netto negativo pari a 3 milioni di euro.

8. Altri proventi/(oneri) finanziari – Euro (870) milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016	Variazioni	
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	93	110	(17)	-15,5%
Differenze positive di cambio	851	1.088	(237)	-21,8%
Proventi da partecipazioni	1	8	(7)	-87,5%
Altri proventi	101	142	(41)	-28,9%
Totale proventi finanziari	1.046	1.348	(302)	-22,4%
Interessi e altri oneri su debiti finanziari	(1.266)	(1.408)	142	10,1%
Differenze negative di cambio	(356)	(317)	(39)	-12,3%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	(41)	(94)	53	56,4%
Attualizzazione altri fondi	(123)	(152)	29	19,1%
Oneri da partecipazioni	-	-	-	-
Altri oneri	(130)	(46)	(84)	-
Totale oneri finanziari	(1.916)	(2.017)	101	5,0%
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	(870)	(669)	(201)	-30,0%

I proventi finanziari, pari a 1.046 milioni di euro, registrano un decremento di 302 milioni di euro rispetto al precedente periodo. Tale decremento si riferisce principalmente:

- > alla riduzione delle differenze positive di cambio per 237 milioni di euro;
- > al decremento degli altri proventi per 41 milioni di euro, sostanzialmente relativi alla riduzione degli interessi e altri proventi maturati sulle attività finanziarie relative ad accordi pubblici in concessione delle società brasiliane per 18 milioni di euro e alla riduzione degli interessi di mora per 8 milioni di euro;
- > alla riduzione degli interessi e degli altri proventi da attività finanziarie per 17 milioni di euro, connesso essenzialmente ai minori interessi su investimenti finanziari e titoli a breve termine.

Gli oneri finanziari, pari a 1.916 milioni di euro, registrano un decremento di 101 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016. La variazione trova riscontro nei seguenti fenomeni:

- > decremento degli interessi e altri oneri su debiti finanziari per 142 milioni di euro, in particolare relativamente ai prestiti obbligazionari (per 100 milioni di euro), dovuto al minor indebitamento finanziario netto medio ed al minor costo del debito anche per effetto di alcune operazioni di liability management;
- > decremento di 53 milioni di euro degli oneri finanziari per attualizzazione dei benefici ai dipendenti, principalmente in relazione al fondo incentivo all'esodo;
- > decremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 29 milioni di euro, prevalentemente a seguito della riduzione degli oneri di attualizzazione del fondo decommissioning nucleare per 41 milioni di euro in seguito al deconsolidamento di Slovenské elektrarne, tale effetto risulta parzialmente compensato dall'incremento degli oneri di attualizzazione relativi agli altri fondi rischi e oneri per 13 milioni di euro derivante essenzialmente dall'attualizzazione nei due periodi a confronto delle multe pregresse in contenzioso applicate dall'Autorità argentina;
- > maggiori oneri finanziari su cambi per 39 milioni di euro;
- > maggiori altri oneri finanziari per 84 milioni di euro, sostanzialmente riferibili ai minori interessi capitalizzati e ad alcuni oneri finanziari di natura regolatoria rilevati in Brasile.

9. Imposte – Euro 1.044 milioni

Milioni di euro	1° semestre			
	2017	2016	Variazioni	
Imposte correnti	1.049	688	361	52,5%
Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti	(18)	(39)	21	53,8%
Imposte differite	(96)	(74)	(22)	-29,7%
Imposte anticipate	109	568	(459)	-80,8%
Totale	1.044	1.143	(99)	-8,7%

Le imposte del primo semestre 2017 ammontano a 1.044 milioni di euro

Le imposte si decrementano complessivamente di circa 99 milioni di euro e sono, quindi, sostanzialmente in linea con il periodo a confronto tenuto conto anche del decremento dell'utile prima delle imposte. In particolare la riduzione delle aliquote fiscali in Italia, è stata parzialmente compensata dall'incremento delle aliquote fiscali in Cile e Perù. Inoltre si segnala la maggiore tassazione nel primo semestre 2017, per 41 milioni di euro, derivante dalla tassazione della plusvalenza (di 146 milioni di euro) per la cessione della società cilena Electrogas rispetto alla minore tassazione a cui era stata sottoposta la plusvalenza (di 124 milioni di euro) realizzata in Italia nel primo semestre 2016, in regime di sostanziale esenzione fiscale, per la vendita di Hydro Dolomiti Enel.

10. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo pari nel primo semestre 2017 a 10.166.679.946 azioni. Nel calcolo si tiene conto del fatto che a partire dal 31 marzo 2016, il numero delle azioni è aumentato di 763.322.151 azioni per effetto dell'operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel.

Milioni di euro	2017	2016	Variazioni	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	1.847	1.834	13	0,7%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	1.847	1.834	13	0,7%
Numero medio di azioni ordinarie	10.166.679.946	9.785.018.870	381.661.076	3,9%
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,18	0,19	(0,01)	-5,3%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,18	0,19	(0,01)	-5,3%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

Tra la data di chiusura del bilancio consolidato semestrale abbreviato e la data di pubblicazione dello stesso, non si sono verificati eventi che abbiano cambiato il numero delle azioni ordinarie o delle potenziali azioni ordinarie in circolazione a fine periodo.

11. Immobili, impianti e macchinari – Euro 75.417 milioni

La movimentazione degli immobili, impianti e macchinari nel corso del primo semestre 2017 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2016	76.265
Investimenti	3.057
Differenza cambi	(1.872)
Variazioni perimetro di consolidamento	63
Ammortamenti	(2.030)
Impairment e ripristini di valore	3
Dismissioni e altri movimenti	(69)
Totale al 30 giugno 2017	75.417

Gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2017 ammontano a 3.057 milioni di euro, in diminuzione rispetto al primo semestre 2016 di 126 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2017, distinti per tipologia di impianto:

Milioni di euro	1° semestre	
	2017	2016
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	161	278
- idroelettrici	156	217
- geotermoelettrici	113	132
- nucleare	41	52
- con fonti energetiche alternative	1.450	1.403
Totale impianti di produzione	1.921	2.082
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.282	1.084
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	(146)	17
TOTALE	3.057	3.183

Gli investimenti in impianti di produzione ammontano a 1.921 milioni di euro, con un decremento di 161 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei minori investimenti in impianti da fonte termoelettrica e idroelettrica principalmente realizzati dalla country America Latina. Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica pari a 1.282 milioni di euro risultano in incremento di 198 milioni di euro rispetto al primo semestre 2016, sostanzialmente a seguito dell'acquisizione della società CELG-D da parte della country America Latina.

La voce "variazione di perimetro di consolidamento", si riferisce essenzialmente all'acquisizione di Amec Foster Wheeler (oggi EGP Sannio) per 49 milioni di euro e a CELG-D per 13 milioni di euro.

Gli "impairment e ripristini di valore" rilevati sugli immobili, impianti e macchinari, pari a 3 milioni di euro, sono relativi principalmente ad alcuni impianti di generazione da fonti rinnovabili.

Le "dismissioni e altri movimenti", che evidenziano un saldo negativo per 69 milioni di euro, includono la riclassifica degli asset relativi al parco eolico Kafireas al perimetro classificato "come posseduto per la vendita" per 41 milioni di euro.

Si segnala infine che, a seguito della stipula di una polizza assicurativa a copertura dei danni causati da eventi naturali, gli effetti delle forti piogge ed esondazioni di fiumi registrate nel primo trimestre 2017 in Perù non sono risultati significativi, nonostante la disconnessione di alcune centrali di generazione di energia elettrica presenti nelle zone colpite.

12. Attività immateriali – Euro 16.678 milioni

La movimentazione delle attività immateriali nel corso del primo semestre 2017 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2016	15.929
Investimenti	408
Differenze cambio	(850)
Variazioni perimetro di consolidamento	1.755
Ammortamenti	(406)
Altri movimenti	(158)
Totale al 30 giugno 2017	16.678

La variazione del periodo delle attività immateriali, positiva per complessivi 749 milioni di euro, si riferisce sostanzialmente alle variazioni di perimetro pari a 1.755 milioni di euro intervenute nel semestre a seguito dell'acquisizione di CELG nonché agli investimenti del periodo pari a 408 milioni di euro. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle differenze negative di cambio, pari a 850 milioni di euro, e dagli ammortamenti del periodo per 406 milioni di euro. Gli altri movimenti, negativi per 158 milioni di euro, includono tra l'altro la riclassifica di 52 milioni di euro riferita alle società greche (progetto Kafireas) destinate alla vendita.

13. Avviamento – Euro 13.542 milioni

La movimentazione dell'avviamento nel corso del primo semestre 2017 è la seguente:

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2016	13.556
Differenze cambio	(37)
Variazioni perimetro di consolidamento	35
Altri movimenti	(12)
Totale al 30 giugno 2017	13.542

La movimentazione dell'avviamento è dovuta alle variazioni di cambio complessivamente negative per 37 milioni di euro solo parzialmente compensate dall'iscrizione di avviamento su alcune acquisizioni minori per 28 milioni di euro e per il cui dettaglio si rimanda alla precedente nota 2.

Il valore dell'avviamento è così dettagliato:

Milioni di euro	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Endesa	8.763	8.764	(1)	-
America Latina	3.286	3.285	1	-
Gruppo Enel Green Power ⁽¹⁾	486	504	(18)	-3,6%
Enel Energia	580	579	1	0,2%
Enel Distributie Muntenia	361	361	-	-
Enel Energie Muntenia	63	63	-	-
Tynemouth Energy Storage Limited	3	-	3	-
Totale	13.542	13.556	(14)	-0,1%

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

La valutazione di impairment delle Cash Generating Unit (CGU) a cui sono allocate le porzioni di avviamento è effettuata annualmente ovvero qualora le circostanze indichino che il valore contabile possa non essere recuperato. Il test è stato effettuato al 31 dicembre 2016 sulla base dei flussi di cassa rivenienti dal Piano Industriale 2017-2020, predisposto dalla Direzione ed attualizzati applicando degli specifici tassi di sconto. Le assunzioni chiave applicate per determinare il valore d'uso delle single CGU e le analisi di sensitività sono riportate nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016. Al 30 giugno 2017 le principali assunzioni applicate per determinare il valore d'uso continuano ad essere sostenibili. Si sottolinea che non sono stati rilevati impairment indicator.

14. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 6.437 milioni ed Euro 8.340 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	6.437	6.665	(228)	-3,4%
Passività per imposte differite	8.340	8.768	(428)	-4,9%
Di cui:				
Attività per imposte anticipate non compensabili	3.441	3.426	15	0,4%
Passività per imposte differite non compensabili	3.814	3.741	73	2,0%
Passività per imposte differite nette eccedenti anche dopo un'eventuale compensazione	1.530	1.788	(258)	-14,4%

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

A tali effetti si aggiunge la variazione relativa alle modifiche nel perimetro di consolidamento, da riferire all'acquisizione di CELG-D e in particolare all'iscrizione delle imposte differite su parte dei valori iscritti in sede di Purchase Price allocation della società.

15. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 1.583 milioni

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

Milioni di euro	Quota %		Impatto a conto economico	Variaz. Perim.	Dividendi	Riclassifica ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movim.	Quota %	
	al 31.12.2016							al 30.06.2017	
Società a controllo									
EGPNA Renewable Energy Partners	420	50,0%	51	-	-	-	(37)	434	50,0%
OpEn Fiber	355	50,0%	(2)	-	-	-	-	353	50,0%
Slovak Power Holding	156	50,0%	(5)	-	-	-	5	156	50,0%
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	164	50,0%	(5)	-	-	-	10	169	50,0%
Tejo Energia Produção E Distribuição De Energia Eléctrica	71	43,8%	4	-	-	-	(1)	74	43,8%
Rusenergosbyt	71	49,5%	27	-	(39)	-	(8)	51	49,5%
Energie Electrique De Tahaddart	31	32,0%	3	-	(6)	-	-	28	32,0%
Drift Sand Wind Project LLC	17	35,0%	4	-	-	-	7	28	50,0%
Electrogas	17	42,5%	-	(17)	-	-	-	-	-
Transmisora Eléctrica De Quillota	12	50,0%	-	-	-	-	(1)	11	50,0%
Centrales Hidroeléctricas De Aysén	9	51,0%	(3)	-	-	-	3	9	51,0%
PowerCrop	2	50,0%	(2)	-	-	-	15	15	50,0%
Società collegate:									
Elica 2	45	30,0%	-	-	-	-	4	49	30,0%
CESI	42	42,7%	5	-	(1)	-	11	57	42,7%
Tecnatom	34	45,0%	(4)	-	-	-	-	30	45,0%
Suministradora Eléctrica De Cádiz	17	33,5%	1	-	(7)	-	4	15	33,5%
Compañía Eólica Tierras Altas	13	35,6%	-	-	-	-	-	13	37,5%
Altre minori	82		7	-	-	-	2	91	-
Totale	1.558		81	(17)	(53)	-	14	1.583	-

La movimentazione del periodo risente del risultato positivo di pertinenza del Gruppo delle società valutate con l'equity method, che risente solo in parte delle "variazioni di perimetro" negative connesse essenzialmente alla cessione di Electrogas.

16. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 30.06.2017	al 31.12.2016	al 30.06.2017	al 31.12.2016
Contratti derivati attivi	1.201	1.609	2.270	3.945
Contratti derivati passivi	2.429	2.532	2.059	3.322

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

17. Altre attività finanziarie non correnti – Euro 3.783 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	163	146	17	11,6%
Partecipazioni in altre imprese	44	50	(6)	-12,0%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 24.1)	2.516	2.621	(105)	-4,0%
Accordi per servizi in concessione	1.018	1.022	(4)	-0,4%
Risconti attivi finanziari non correnti	42	53	(11)	-20,8%
Totale	3.783	3.892	(109)	-2,8%

La voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value", pari a 163 milioni di euro, si riferisce essenzialmente, all'investimento in Bayan Resources per 153 milioni di euro (139 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include le partecipazioni per le quali il valore di mercato non risulta facilmente determinabile e che pertanto, in assenza di ipotesi di vendita delle stesse, sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore.

Gli "Accordi per servizi in concessione" si riferiscono ai corrispettivi dovuti dal concedente per la costruzione e/o il miglioramento delle infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione e rilevati a seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12. Al 30 giugno l'ammontare di tale attività si è ridotta leggermente rispetto a 31 dicembre 2016.

18. Crediti commerciali – Euro 12.218 milioni

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 2.151 milioni di euro, a fronte di un saldo iniziale pari a 2.027 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
Totale al 31 dicembre 2016	2.027
Accantonamenti	439
Rilasci	(68)
Utilizzi	(260)
Altri movimenti	13
Totale al 30 giugno 2017	2.151

Gli altri movimenti si riferiscono sostanzialmente alle variazioni nei cambi.

19. Altre attività finanziarie correnti – Euro 3.708 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	3.642	2.924	718	24,6%
Altre	66	129	(63)	-48,8%
Totale	3.708	3.053	655	21,5%

20. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 38.826 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 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Finanziamenti a lungo termine	20.1	42.923	41.336	1.587	3,8%
Finanziamenti a breve termine	20.2	3.025	5.372	(2.347)	-43,7%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾		-	296	(296)	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	20.1	7.549	4.384	3.165	72,2%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	20.3	(2.516)	(2.621)	105	4,0%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	20.4	(3.642)	(2.924)	(718)	-24,6%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20.5	(8.513)	(8.290)	(223)	-2,7%
Totale		38.826	37.553	1.273	3,4%

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

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2017 e al 31 dicembre 2016, 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 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	198	298	(100)	-33,6%
Depositi bancari e postali	8.190	7.777	413	5,3%
Altri investimenti di liquidità	125	215	(90)	-41,9%
Titoli	60	36	24	66,7%
Liquidità	8.573	8.326	247	3,0%
Crediti finanziari a breve termine	2.438	1.993	445	22,3%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	90	128	(38)	-29,7%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.054	767	287	37,4%
Crediti finanziari correnti	3.582	2.888	694	24,0%
Debiti verso banche	(371)	(909)	538	59,2%
Commercial paper	(1.631)	(3.059)	1.428	46,7%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(846)	(749)	(97)	-13,0%
Quota corrente debiti per obbligazioni e emesse	(6.434)	(3.446)	(2.988)	-86,7%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(269)	(189)	(80)	-42,3%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(1.023)	(1.700)	677	39,8%
Totale debiti finanziari correnti	(10.574)	(10.052)	(522)	-5,2%
Posizione finanziaria corrente netta	1.581	1.162	419	36,1%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(8.242)	(7.446)	(796)	-10,7%
Obbligazioni	(33.190)	(32.401)	(789)	-2,4%
Debiti verso altri finanziatori	(1.491)	(1.489)	(2)	-0,1%
Posizione finanziaria non corrente	(42.923)	(41.336)	(1.587)	-3,8%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(41.342)	(40.174)	(1.168)	-2,9%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.516	2.621	(105)	-4,0%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(38.826)	(37.553)	(1.273)	-3,4%

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

20.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 50.472 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 30.06.2017			al 31.12.2016	Variazione
	Totale	Di cui quota corrente	Di cui quota oltre i 12 mesi		
Obbligazioni	39.624	6.434	33.190	35.847	3.777
Finanziamenti bancari	9.088	846	8.242	8.195	893
Debiti verso altri finanziatori	1.760	269	1.491	1.678	82
Totale	50.472	7.549	42.923	45.720	4.752

Nella tabella che segue viene esposto il dettaglio delle obbligazioni in essere al 30 giugno 2017.

Milioni di euro	Scadenza	al 30.06.2017				al 31.12.2016	
		Saldo contabile	Fair value	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Saldo contabile	Fair value
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2017 - 2097	26.107	30.786	4.419	21.688	25.770	30.332
- tasso variabile quotate	2017 - 2031	2.878	3.212	635	2.243	3.320	3.673
- tasso fisso non quotate	2017 - 2047	9.542	10.351	1.314	8.228	5.619	6.240
- tasso variabile non quotate	2017 - 2032	1.097	1.079	66	1.031	1.138	1.132
Totale obbligazioni		39.624	45.428	6.434	33.190	35.847	41.377

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 852 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	al 30.06.2017		al 31.12.2016	al 30.06.2017	
	Saldo contabile	Valore nozionale		Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
Euro	26.750	27.317	25.546	3,43%	3,83%
Dollaro USA	13.609	13.763	9.879	5,34%	5,63%
Sterlina inglese	4.828	4.879	4.955	6,08%	6,24%
Peso colombiano	1.677	1.677	1.872	8,43%	8,43%
Real brasiliano	1.130	1.165	1.088	11,29%	11,71%
Franchi svizzeri	735	737	539	2,37%	2,42%
Peso cileno/UF	455	466	490	7,77%	7,87%
Sol peruviano	394	394	437	6,29%	6,29%
Rublo russo	266	266	295	11,52%	11,52%
Yen giapponese	246	247	255	2,42%	2,46%
Altre valute	382	394	364		
Totale valute non euro	23.722	23.988	20.174		
TOTALE	50.472	51.305	45.720		

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	al 31.12.2016		al 30.06.2017				
	Rimborsi	Movimentaz. obbligazioni proprie	Variaz. Perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Differenze cambio		
Obbligazioni	36.562	(1.233)	(10)	-	6.105	(1.064)	40.360
Finanziamenti	9.928	(567)	-	349	1.536	(301)	10.945
Totale	46.490	(1.800)	(10)	349	7.641	(1.365)	51.305

Rispetto al 31 dicembre 2016, il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine registra un incremento di 4.815 milioni di euro, quale risultante di 1.800 milioni di euro di rimborsi, 7.641 milioni di euro di nuovi finanziamenti, 349 milioni di euro

di variazione del perimetro di consolidamento, 10 milioni di euro relativi alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio e 1.365 milioni di euro dovuti a differenze positive di cambio.

Si sottolinea che la variazione del perimetro di consolidamento, pari a 349 milioni di euro, fa principalmente riferimento all'aumento dell'indebitamento avvenuto a seguito dell'acquisizione di CELG-D.

I principali rimborsi effettuati nel corso del primo semestre 2017 si riferiscono a:

- > prestiti obbligazionari per 1.233 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 908 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2017;
 - un controvalore di 272 milioni di euro relativo ai prestiti obbligazionari delle società del Sud America;
- > finanziamenti per 567 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 132 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari agevolati di e-distribuzione, Enel Green Power ed Enel Produzione;
 - un controvalore di 175 milioni di euro relativo a finanziamenti bancari e non bancari di società del Sud America;
 - 100 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari e non bancari di Endesa.

Le principali emissioni effettuate nel corso del primo semestre 2017 si riferiscono a:

- > 1.250 milioni di euro relativi ad un Green Bond a tasso fisso, con scadenza nel 2024, emesso da Enel Finance International a gennaio 2017;
- > 225 milioni di franchi svizzeri (equivalenti a 206 milioni di euro) relativi ad un bond a tasso fisso, con scadenza nel 2024, emesso da Enel Finance International a marzo 2017;
- > 5.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 4.382 milioni di euro) relativi ad un bond multi-tranche a tasso fisso emesso da Enel Finance International a maggio 2017, così strutturato:
 - 2.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.753 milioni di euro) con scadenza nel 2022;
 - 2.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.753 milioni di euro) con scadenza nel 2027;
 - 1.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 876 milioni di euro) con scadenza nel 2047.
- > emissioni di prestiti obbligazionari locali da parte di Codensa per un controvalore di 166 milioni di euro;
- > finanziamenti per 1.536 milioni di euro, tra i quali si segnalano:
 - 600 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari di Enel SpA;
 - 300 milioni di euro relativi a finanziamenti concessi a Endesa dalla Banca Europea degli Investimenti;
 - un controvalore di 170 milioni di euro relativo a finanziamenti bancari di Enel Green Power Brasile;
 - 281 milioni di euro relativi al tiraggio da parte di Endesa di linee di credito.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del primo semestre 2017 si evidenziano:

- > la stipula da parte di Enel SpA di un finanziamento bancario ed una linea di credito revolving bilaterale, per un valore complessivo di 550 milioni di euro con scadenza nel 2021, in sostituzione di una linea di credito preesistente di pari importo in scadenza nel 2018;
- > la stipula da parte di Enel SpA di un finanziamento bancario per un valore complessivo di 150 milioni di euro con scadenza nel 2020, integralmente tirato al 30 giugno 2017;
- > la rinegoziazione con l'estensione delle scadenze fino al 2020 delle principali linee di credito di Endesa, per un ammontare complessivo di 1.985 milioni di euro, tirate per 281 milioni di euro al 30 giugno 2017.

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 2016. Si precisa che nel corso del primo semestre 2017, Enel Finance International ha emesso due nuovi prestiti obbligazionari, entrambi garantiti da Enel: (i) il *Green Bond*, effettuato nell'ambito del programma *Euro Medium Term Notes* (EMTN), i cui proventi saranno utilizzati per finanziare gli *eligible green projects* del Gruppo, e (ii) lo *Yankee Bond*, un'emissione obbligazionaria multi-tranche lanciata sul mercato statunitense, destinata ad investitori istituzionali. Si segnala che al 30 giugno 2017 tutti i covenant sopra descritti sono rispettati.

20.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 3.025 milioni

Al 30 giugno 2017 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 3.025 milioni di euro, registrando un decremento di 2.347 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro			
	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazione
Debiti verso banche a breve termine	371	909	(538)
Commercial paper	1.631	3.059	(1.428)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	893	1.286	(393)
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	130	118	12
Indebitamento finanziario a breve	3.025	5.372	(2.347)

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

Le commercial paper pari a 1.631 milioni di euro si riferiscono per 430 milioni di euro alle emissioni effettuate nell'ambito del programma da 6.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International (con la garanzia di Enel SpA) e rinnovato nel mese di aprile 2010 e per 1.201 milioni di euro al programma di International Endesa nell'ambito di un programma complessivo da 3.000 milioni di euro.

20.3 Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - Euro 2.516 milioni

Milioni di euro			
	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	405	440	(35) -8,0%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	11	15	(4) -26,7%
Crediti finanziari diversi	2.100	2.166	(66) -3,0%
Totale	2.516	2.621	(105) -4,0%

20.4 Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento – Euro 3.642 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazioni	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.054	767	287	37,4%
Crediti per factoring	90	128	(38)	-29,7%
Titoli valutati al FVTPL	1	1	-	-
Titoli disponibili per la vendita (Available For Sale)	59	35	24	68,6%
Crediti finanziari e cash collateral	1.829	1.082	747	69,0%
Altre	609	911	(302)	-33,2%
Totale	3.642	2.924	718	24,6%

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 503 milioni di euro (258 milioni di euro al 31 dicembre 2016). La variazione del periodo risente essenzialmente dei nuovi crediti maturati nel primo semestre 2017, più che compensate dagli incassi ottenuti nel periodo.

21. Attività/Passività possedute per la vendita – Euro 68 milioni

Nella seguente tabella è esposta la composizione delle due voci, rispettivamente al 30 giugno 2017 e al 31 dicembre 2016.

Milioni di euro

	Attività possedute per la vendita			Passività possedute per la vendita		
	al 30 giugno 2017	al 31 dicembre 2016	Variazione	al 30 giugno 2017	al 31 dicembre 2016	Variazione
Enel Ingegneria e Innovazione	-	5		-	-	-
Enel Produzione	4	4		-	-	-
Enel Green Power	137	2	135	73	-	73
Totale	141	11	130	73	-	73

La variazione del periodo riguarda la riclassifica, delle società di progetto relative al parco eolico Kafireas come disponibile per la vendita.

Enel Green Power SpA (“EGP”) attraverso la controllata greca per le energie rinnovabili Enel Green Power Hellas S.A. (“EGPH”), ha avviato infatti la costruzione del parco eolico di Kafireas, nella parte meridionale dell'isola greca Evia. In particolare, in data 12 giugno 2017 EGP, EGPH, il fondo CCP Credit Acquisition Luxoco Sarl e CSCP III Acquisition Luxos Sarl (congiuntamente chiamate “Centerbridge”) hanno firmato un Joint venture Agreement (JVA) che regola i termini e la gestione da parte di EGPH e Centerbridge della HoldCo che verrà costituita e nella quale dovranno essere conferite da parte di EGPH il 100% dei Progetti afferenti al parco eolico Kafireas

L'efficacia dell'operazione è condizionata al verificarsi di alcune clausole sospensive tra le quali la creazione della HoldCo e l'ottenimento dell'autorizzazione da parte dell'autorità antitrust in relazione all'operazione.

22. Patrimonio netto totale – Euro 51.768 milioni

22.1 Patrimonio netto del Gruppo – Euro 34.767 milioni

Capitale sociale – Euro 10.167 milioni

Al 30 giugno 2017 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 S.p.A. risulta quindi invariato rispetto al precedente ammontare registrato al 31 dicembre 2016.

Al 30 giugno 2017, 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 4,99% del capitale sociale, posseduto tramite controllate alla data del 28 giugno 2017 a titolo di gestione del risparmio).

L'Assemblea degli azionisti di Enel SpA del 4 maggio 2017 ha deliberato un dividendo pari a 9 centesimi di euro per azione per un importo complessivo di 915 milioni di euro che verrà versato agli azionisti nel mese di luglio 2017. Tale importo rappresenta il saldo di quanto già deliberato nel novembre del 2016 a titolo di acconto per ulteriori 9 centesimi e messo in pagamento – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 25 gennaio 2017, previo stacco della cedola in data 23 gennaio 2017.

Riserve diverse – Euro 4.177 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 (1.967) milioni

La variazione negativa del periodo, pari a 962 milioni di euro, è dovuta agli effetti dell'apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - Euro (1.469) milioni

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

Riserve da valutazione di attività finanziarie disponibili per la vendita - Euro 116 milioni

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

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (14) milioni

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

Riserva per rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti – Euro (706) 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 2016 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.

Riserva da acquisizioni su "non controlling interest" – Euro (1.170) 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 America Latina (alimentata in esercizi precedenti in relazione all'acquisto di ulteriori quote azionarie in

Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços, Electrica Cabo Blanco, Coelce, Generandes Perù, Enersis ed Endesa Latinoamérica). La riserva non ha subito variazioni nel corso del periodo.

Utili e perdite accumulate - Euro 20.423 milioni

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

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

Milioni di euro	Variazioni					
	Utili/(Perdite) rilevati a patr. netto nel periodo	Rilasciati a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui inter. di terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(1.797)	-	-	(1.797)	(962)	(835)
Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati di cash flow hedge	(7)	(98)	74	(31)	(21)	(10)
Riserva da variazione di fair value delle attività finanziarie destinate alla vendita	8	-	2	10	10	-
Quota OCI di società collegate valutate a equity	(4)	4	(1)	(1)	(2)	1
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	-	-	-	-	-	-
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	(1.800)	(94)	75	(1.819)	(975)	(844)

22.2 Interessenze di terzi – Euro 17.001 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 2017	al 31 dicembre 2016	al 30 giugno 2017	al 30 giugno 2016
Gruppo Endesa	6.921	6.958	174	223
Gruppo Enel Latinoàmerica	8.543	9.233	410	425
Gruppo Enel Investment Holding	1.009	1.011	36	29
Gruppo Slovenské elektrárne	-	-	-	3
Gruppo Enel Green Power	528	570	26	78
Totale	17.001	17.772	646	758

Si segnala che il decremento della quota attribuibile alle interessenze di terzi nel primo semestre 2017 è attribuibile principalmente all'effetto cambi ed ai dividendi del gruppo Enel Latinoàmerica.

23. Fondi rischi e oneri – Euro 6.214 milioni

Milioni di euro	Non corrente	Corrente	Totale Fondi rischi e oneri
Al 31 dicembre 2016	4.981	1.433	6.414
Accantonamenti	109	207	316
Utilizzi	(144)	(255)	(399)
Rilasci	(134)	(138)	(272)
Oneri da attualizzazione	44	82	126
Differenze cambio	(68)	(25)	(93)
Variazioni perimetro di consolidamento	206	10	216
Altri movimenti	(63)	(31)	(94)
Al 30 giugno 2017	4.931	1.283	6.214

La voce include al 30 giugno 2017, tra gli altri, il fondo per decommissioning nucleare relativo agli impianti spagnoli per 450 milioni di euro (473 milioni di euro al 31 dicembre 2016), il fondo per smantellamento e ripristino impianti per 858 milioni di euro (789 milioni di euro al 31 dicembre), il fondo oneri per incentivo all'esodo per 2.099 milioni di euro (2.342 milioni di euro al 31 dicembre 2016), il fondo contenzioso legale per 855 milioni di euro (734 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

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

La variazione di perimetro di consolidamento è da ascrivere interamente all'acquisizione di CELG-D.

24. Gestione del rischio

Per una trattazione completa degli strumenti di hedging utilizzati dal Gruppo per fronteggiare i diversi rischi insiti nell'esercizio della propria attività industriale, si rinvia a quanto descritto nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016. Nei sottoparagrafi seguenti, sono evidenziati i saldi contabili relativi a strumenti derivati, distinti per ciascuna voce dello Stato patrimoniale consolidato.

24.1 Contratti derivati inclusi in Attività non correnti – Euro 1.201 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 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	2	3	(1)
- cambi	1.149	1.531	(382)
- commodity	11	18	(7)
Totale derivati di cash flow hedge	1.162	1.552	(390)
Derivati di fair value hedge:			
- tassi	29	36	(7)
- cambi	-	-	-
Totale derivati di fair value hedge	29	36	(7)
Derivati di trading:			
- tassi	3	3	-
- cambi	-	7	(7)
- commodity	7	11	(4)
Totale derivati di trading	10	21	(11)
TOTALE	1.201	1.609	(408)

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. Il decremento del loro fair value è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise verificatosi nel corso del primo semestre 2017.

I derivati su tasso di interesse in cash flow hedge presentano un decremento di 1 milioni di euro, quelli in fair value hedge una riduzione di 7 milioni di euro; entrambe le variazioni sono connesse alla riduzione del tratto a breve della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso del primo semestre 2017.

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 2 milioni di euro, a contratti derivati su gas e commodity petrolifere per 6 milioni di euro e su CO₂ per 3 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading è riferito alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 3 milioni di euro, a operazioni in derivati su energia per 4 milioni di euro.

24.2 Contratti derivati inclusi in Attività correnti – Euro 2.270 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 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	-	-	-
- cambi	238	464	(226)
- commodity	159	453	(294)
Totale derivati di cash flow hedge	397	917	(520)
Derivati fair value hedge:			
- tassi	1	1	-
-cambi	1	-	1
Totale derivati fair value hedge	2	1	1
Derivati di trading:			
- tassi	-	-	-
- cambi	69	70	(1)
- commodity	1.802	2.957	(1.155)
Totale derivati di trading	1.871	3.027	(1.156)
TOTALE	2.270	3.945	(1.675)

I derivati su cambi, sia di cash flow hedge che di trading, si riferiscono essenzialmente alle operazioni di copertura del cambio relativo alle emissioni obbligazionarie in valuta e residualmente al prezzo delle commodity energetiche e a progetti di investimento. Le variazioni di fair value sono connesse alla normale operatività.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito alle coperture su carbone per un ammontare di 118 milioni di euro e a operazioni in derivati su gas e petrolio ed energia per 41 milioni di euro.

I derivati su commodity di trading sono relativi alle coperture su gas e commodity petrolifere per un fair value di 821 milioni di euro, a coperture su energia per 660 milioni di euro e a transazioni su CO₂ e carbone per complessivi 321 milioni di euro. Sono ricomprese in tali valori anche quelle operazioni che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in hedge accounting.

24.3 Contratti derivati inclusi in Passività non correnti – Euro 2.429 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 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	518	695	(177)
- cambi	1.869	1.764	105
- commodity	12	36	(24)
Totale derivati di cash flow hedge	2.399	2.495	(96)
Derivati fair value hedge:			
- cambi	13	15	(2)
Totale derivati di fair value hedge	13	15	(2)
Derivati di trading:			
- tassi	11	13	(2)
- cambi	3	5	(2)
- commodity	3	4	(1)
Totale derivati di trading	17	22	(5)
TOTALE	2.429	2.532	(103)

Il miglioramento del fair value dei derivati di cash flow hedge sui tassi d'interesse è dovuto principalmente all'incremento del tratto a lungo della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso del primo semestre 2017 e alla chiusura anticipata di alcuni 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 peggioramento del fair value rispetto al 31 dicembre 2016 è determinato principalmente dall'andamento dell'euro rispetto alle principali divise e a nuove coperture concluse sui prestiti obbligazionari in franchi svizzeri e dollari statunitensi intervenuti nel corso del primo semestre 2017.

I derivati di trading su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio che pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in hedge accounting.

I derivati su commodity di cash flow hedge si riferiscono a transazioni su coperture su gas e petrolio per 5 milioni di euro e su energia per 7 milioni di euro. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di trading è riferito alle coperture su energia per un ammontare di 3 milioni di euro.

24.4 Contratti derivati inclusi in Passività correnti – Euro 2.059 milioni

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

Milioni di euro			
	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazione
Derivati di cash flow hedge:			
- tassi	-	1	(1)
- cambi	63	88	(25)
- commodity	149	216	(67)
Totale derivati di cash flow hedge	212	305	(93)
Derivati di fair value hedge:			
- cambi	-	1	(1)
Totale derivati di fair value hedge	-	1	(1)
Derivati di trading:			
- tassi	65	73	(8)
- cambi	39	62	(23)
- commodity	1.743	2.881	(1.138)
Totale derivati di trading	1.847	3.016	(1.169)
TOTALE	2.059	3.322	(1.263)

I derivati su cambi di cash flow hedge si riferiscono essenzialmente alle operazioni di copertura del cambio relativo progetti di investimento e residualmente alle emissioni obbligazionarie in valuta e al prezzo delle commodity energetiche. La variazione di fair value dei derivati di cash flow hedge è dovuta alla normale operatività ed alla naturale scadenza di operazioni di copertura poste in essere.

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 88 milioni di euro e a transazioni su CO₂ e energia per complessivi 61 milioni di euro. I derivati su commodity classificati di trading includono contratti derivati relativi a combustibili e altre commodity per un fair value di 758 milioni di euro, operazioni su energia per un fair value di 689 milioni di euro e transazioni su carbone e CO₂ per un fair value complessivo di 296 milioni di euro.

25. Attività e passività valutate al fair value

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

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

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

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

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

Si segnala che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di fair value utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio annuale (così come evidenziati nelle note 45 e 46 del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2016), 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 2016.

26. Informativa sulle parti correlate

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

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

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
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 per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico".

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere nel primo semestre 2017 e 2016 e al 30 giugno 2017 e al 31 dicembre 2016.

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 delle vendite e delle prestazioni	1	854	1.401	243	50	-	2.549	60	2.609	35.358	7,4%
Altri ricavi e proventi	-	-	25	-	3	-	28	3	31	957	3,2%
Altri 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 gestione rischio commodity	-	-	12	-	-	-	12	(4)	8	278	2,9%
Altri oneri finanziari	-	-	-	1	-	-	1	12	13	1.916	0,7%
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	-	181	392	29	57	-	659	153	812	12.218	6,6%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	8	-	8	2	10	3.708	0,3%
Altre attività correnti	-	23	16	211	1	-	251	8	259	3.066	8,4%
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-	-	9	9	2.270	0,4%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	46	-	46	37	83	1.980	4,2%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	1.027	-	-	-	1.027	-	1.027	42.923	2,4%
Debiti finanziari correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.025	-
Debiti commerciali	440	92	431	2.093	9	-	3.065	137	3.202	11.060	29,0%
Passività finanziarie correnti	-	-	1	-	-	-	1	-	1	841	0,1%
Altre passività correnti	-	-	5	-	-	-	5	3	8	11.786	0,1%
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-	-	7	7	2.059	0,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	7.549	1,2%
Altre informazioni											
Garanzie Rilasciate	-	280	294	-	86	-	660	-	660		
Garanzie ricevute	-	-	261	-	26	-	287	-	287		
Impegni	-	-	62	-	17	-	79	-	79		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 1° semestre 2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 1° semestre 2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti Economici											
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	23	596	1.544	95	65	-	2.323	42	2.365	33.172	7,1%
Altri ricavi	-	-	-	175	2	-	177	-	177	978	18,1%
Altri proventi finanziari	-	-	9	-	-	-	9	4	13	1.348	1,0%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	1.367	705	593	1	-	-	2.666	68	2.734	15.325	17,8%
Costi per servizi e altri materiali	-	32	1.132	2	20	-	1.186	49	1.235	8.030	15,4%
Altri costi operativi	1	125	-	-	-	-	126	-	126	1.117	11,3%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	2	-	-	-	2	-	2	(114)	-1,8%
Altri oneri finanziari	-	-	10	1	-	-	11	14	25	2.017	1,2%
Rapporti patrimoniali											
Crediti commerciali	8	301	477	27	57	-	870	88	958	13.506	7,1%
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	9	-	-	9	126	135	3.053	4,4%
Altre attività correnti	-	-	15	92	1	-	108	1	109	3.044	3,6%
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-	-	18	18	3.945	0,5%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-	6	17	23	1.856	1,2%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	1.072	-	-	-	1.072	-	1.072	41.336	2,6%
Debiti commerciali	638	372	490	1.239	18	-	2.757	164	2.921	12.688	23,0%
Altre passività correnti	-	-	3	-	21	-	24	4	28	12.141	0,2%
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-	-	11	11	3.322	0,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4.384	2,0%
Altre informazioni											
Garanzie Rilasciate	-	280	262	-	80	-	622	-	622		
Garanzie ricevute	-	-	261	-	32	-	293	-	293		
Impegni	-	-	72	-	9	-	81	-	81		

27. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro	al 30.06.2017	al 31.12.2016	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	9.955	8.123	1.832
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	80.706	63.407	17.299
- acquisti di combustibili	44.022	47.305	(3.283)
- forniture varie	1.336	1.309	27
- appalti	2.181	1.846	335
- altre tipologie	3.319	3.751	(432)
Totale	131.564	117.618	13.946
TOTALE	141.519	125.741	15.778

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2017 a 80.706 milioni di euro di cui 23.430 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2017-2021, 16.321 milioni di euro relativi al periodo 2022-2026, 22.365 milioni di euro al periodo 2027-2031 e i rimanenti 18.590 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 2017 a 44.022 milioni di euro di cui 25.224 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2017-2021, 11.045 milioni di euro relativi al periodo 2022-2026, 6.434 milioni di euro al periodo 2027-2031 e i rimanenti 1.319 milioni di euro con scadenza successiva.

28. Attività e passività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016 a cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento las 37.

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

Con riferimento alla richiesta di rinvio a giudizio avanzata dalla Procura della Repubblica di Rovigo avverso alcuni Amministratori, ex Amministratori, dirigenti, ex dirigenti e dipendenti di Enel ed Enel Produzione per il reato di omissione dolosa di cautele atte a prevenire disastri, relativo a presunte emissioni provenienti dalla centrale di Porto Tolle, cui è seguita, in data 18 gennaio 2017, l'assoluzione in secondo grado di tutti gli imputati con la formula «il fatto non sussiste», la Procura Generale competente ha proposto, con atto del 9 giugno 2017, ricorso per Cassazione avverso detta assoluzione dei tre ex Amministratori delegati per il reato di disastro doloso.

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

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, alcuni dipendenti di Enel Produzione sono stati coinvolti in processi penali presso il Tribunale di Vibo Valentia per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi. Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile. Il procedimento dinanzi a detto Tribunale è stato rinviato al 21 settembre 2017.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

Con riferimento ai contenziosi derivati dal noto black-out del 28 settembre 2003, i giudizi pendenti risultano essere, al 30 giugno 2017, circa 8.500. Inoltre, visti gli orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello sia della Cassazione, il flusso di nuove azioni è cessato. Con riferimento, poi, al giudizio dell'ottobre 2013 instaurato da Enel avverso la Compagnia assicuratrice Cattolica, al fine di ottenere la quantificazione e il pagamento delle somme dovute da parte della stessa Cattolica, il giudice, con ordinanza del 12 luglio 2017, ha sciolto la riserva sulle istanze istruttorie e ha rinviato la causa all'udienza del 25 novembre 2019 per la decisione.

Contenzioso BEG

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

Francia

La prossima udienza procedurale è fissata al 13 settembre 2017 e l'udienza per la discussione orale al 18 dicembre 2017.

Stato di New York

Il procedimento è pendente e l'udienza di merito è prevista il 17 ottobre 2017.

Olanda

A seguito dell'impugnativa proposta da Enel ed Enelpower avverso la decisione del 18 settembre 2014, con cui il Tribunale dell'Aja emetteva un provvedimento cautelare per la somma di 425 milioni di euro, la Corte d'Appello dell'Aja, con decisione del 9 febbraio 2016, ha accolto i relativi ricorsi, disponendo la revoca degli stessi provvedimenti cautelari, previo rilascio di una garanzia da parte di Enel per l'importo di 440 milioni di euro e di una controgaranzia da parte di

Albania BEG Ambient Shpk di 50 milioni di euro circa. La garanzia di Enel è stata rilasciata in data 30 marzo 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la propria controgaranzia. Il 4 aprile 2016, Albania BEG Ambient Shpk ha impugnato la sentenza della Corte d'Appello dell'Aja del 9 febbraio 2016 dinanzi alla Corte di Cassazione olandese che, con sentenza del 23 giugno 2017, ha rigettato il ricorso di Albania BEG Ambient Shpk, comportando il passaggio in giudicato della decisione sulla revoca dei relativi procedimenti cautelari.

Con riferimento al giudizio di merito pendente dinanzi alla Corte di Appello di Amsterdam, l'udienza è prevista tra la fine del 2017 e gli inizi del 2018.

Per quanto riguarda invece l'appello presentato da Albania BEG Ambient Shpk avverso la decisione del Tribunale di Amsterdam del 26 agosto 2016, permane la sospensione di tale procedimento, in origine disposta in vista della sentenza della Corte di Cassazione olandese, poi pronunciata il 23 giugno 2017.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Con riferimento al procedimento di primo grado del 29 marzo 2017, conclusosi con formula assolutoria "per non aver commesso il fatto", per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche a carico di e-distribuzione S.p.A., in data 26 giugno 2017 sono state depositate le relative motivazioni.

Inoltre, in data 14 luglio 2017, è stato notificato a Enel Green Power S.p.A. il decreto di citazione a giudizio innanzi al Tribunale di Ancona per ipotesi di violazioni del d.lgs. n.231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche. Il relativo procedimento è stato avviato per la presunta commissione da parte di un procuratore della Società, nell'interesse della stessa, del reato di distruzione di habitat naturale in un sito protetto, che assumerebbe rilevanza ai fini del decreto legislativo n. 231/2001. La prossima udienza è fissata per il giorno 9 novembre 2017.

Arbitrati SAPE (già Electrica) – Romania

In data 20 aprile 2016, SAPE ha presentato un'ulteriore domanda di arbitrato dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed Enel Investment Holding BV in relazione alla mancata distribuzione dei dividendi più gli interessi. Successivamente, a settembre 2016, SAPE ha modificato la propria domanda di arbitrato convenendo in giudizio anche Enel Energie Muntenia e E-Distributie Muntenia e riquilibrando il valore complessivo della controversia in circa 56 milioni di euro, oltre interessi da quantificare. In data 22 maggio 2017, SAPE ha ulteriormente modificato la propria pretesa quantificando la propria domanda in complessivi 110 milioni di euro circa, oltre interessi. Il procedimento è nella fase preliminare.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

In relazione alla domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre (VIAC), avanzata da SE sulla base del VEG Indemnity Agreement, il Tribunale arbitrale ha rigettato l'eccezione di giurisdizione sollevata dai convenuti e il procedimento è proseguito per l'esame della domanda nel merito relativamente all'"an", rinviando ad un eventuale giudizio successivo per la pronuncia sul "quantum". In data 30 giugno 2017, il Tribunale arbitrale ha emesso la propria decisione con la quale è stata rigettata la domanda di SE.

CIS e Interporto Campano

Con riferimento all'accordo transattivo del 20 gennaio 2017, stipulato tra EGP, CIS ed IC per la definizione di ogni reciproca pretesa in relazione ai contenziosi insorti, nel mese di aprile 2017 è stato sottoscritto un accordo modificativo della stessa transazione di gennaio 2017. Con la modifica dell'accordo transattivo le parti hanno convenuto di ripristinare il canone di locazione di Interporto e di ridurre ulteriormente il canone relativo al diritto di superficie del CIS. Tale modifica non ha avuto alcun impatto economico per EGP.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

Con riferimento all'arbitrato di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) avviato da Chucas al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto, il relativo procedimento è in corso di svolgimento e si è in attesa della fissazione dell'udienza conclusionale.

In relazione, invece, al contenzioso davanti alla Camera Arbitrale di Commercio di Parigi, con l'ultima memoria depositata in data 10 marzo 2017 FCC Construcción America SA e FCC Construcción SA (FCC) ha richiesto di confermare che il contratto è stato risolto senza giusta causa chiedendo il pagamento di danni per un ammontare di circa 27 milioni di dollari statunitensi. Con l'ultima memoria depositata a maggio 2017 Chucas, oltre a chiedere il rigetto delle domande avversarie, ha depositato una domanda riconvenzionale per ottenere la conferma della risoluzione per inadempimento quantificando la propria pretesa risarcitoria in almeno 38 milioni di dollari statunitensi. L'udienza è stata fissata per la prima settimana di febbraio 2018.

29. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Accordo con Amber Kinetics per l'accumulo di energia

Il 6 luglio 2017 Enel ha siglato un accordo di due anni con Amber Kinetics, una start-up statunitense nata da un'iniziativa di alcuni professori e ricercatori dell'università californiana di Berkeley, con l'obiettivo di valutare l'innovativa tecnologia di stoccaggio flywheel, un sistema elettromeccanico costituito da una massa rotante di grandi dimensioni in grado di accumulare energia. In base all'accordo, Enel studierà e testerà la tecnologia per individuare applicazioni commerciali su larga scala che integrano la tecnologia nella rete. Al termine della fase di test di tre mesi su due unità sincronizzate in uno dei siti di collaudo di Amber Kinetics in California, Enel valuterà la possibilità di utilizzare il modello 40 kW/160 kWh della tecnologia per un progetto pilota in una delle sue centrali termiche.

Il sistema flywheel in acciaio da 5.000 libbre (intorno a 2.267 kg) si carica convertendo l'energia elettrica proveniente dalla centrale alla quale è abbinato o dalla rete elettrica nell'energia cinetica del flywheel in movimento, il quale presenta periodi di carica che possono durare fino a quattro ore. Nelle fasi di picco della domanda, il sistema avvia un generatore – in modo automatico o attraverso un sistema di controllo - che trasforma l'energia cinetica in energia elettrica immessa poi nella rete.

Accordo per l'individuazione di start-up nel settore dell'accesso all'energia in Africa

Il 10 luglio 2017 Enel Green Power ha siglato un accordo di cooperazione con la società svizzera Seedstars World per il lancio dell'Africa Energy Track, un concorso per individuare start-up innovative nel settore dell'accesso all'energia elettrica in Africa che si inserisce nel quadro della competizione per start-up di Seedstars World. L'obiettivo del progetto è di promuovere tecnologie e imprenditoria nelle aree rurali subsahariane, con l'introduzione di soluzioni energetiche innovative incentrate sulla mobilità elettrica, l'accumulo energetico, la generazione distribuita e l'efficienza energetica, contribuendo così agli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals - SDGs), e in particolare l'SDG7, che mira a garantire a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili e sostenibili.

Accordo con Cisco su digitalizzazione e servizi innovativi

Il 12 luglio 2017, Enel e Cisco hanno firmato un Protocollo di Intesa per sviluppare soluzioni digitali innovative nel settore dell'energia con l'obiettivo di sfruttare al meglio tutte le potenzialità delle tecnologie di telecomunicazione, di sicurezza informatica e dell'Internet delle Cose, per creare nuovi servizi ed una smart grid ancora più sicura, intelligente e affidabile, al servizio dell'Italia. Questo traguardo potrà essere raggiunto anche grazie a un programma di formazione specialistica, che permetterà non solo ai dipendenti Enel, ma anche a numerosi studenti e professionisti, di aggiornare le

proprie competenze acquisendo le conoscenze necessarie per gestire, controllare e mantenere protetta una rete in cui tecnologie digitali e tecnologie elettriche tradizionali sono sempre più connesse tra di loro.

Rimborso anticipato di prestiti obbligazionari

Nell'ambito del Programma di Liability Management, la Società ha deciso di rimborsare anticipatamente un prestito obbligazionario in dollari statunitensi dal valore nominale di 1.750 milioni di euro, emesso da Enel Finance International e la cui scadenza originaria è prevista nel 2019.

L'operazione è effettuata sulla base della "make whole call" option prevista nel contratto originale, mediante la quale è possibile rimborsare anticipatamente il finanziamento ad un prezzo di estinzione calcolato sulla base del valore attuale dei pagamenti e degli interessi, scontati ad un tasso maggiorato di 30 basis point. L'operazione, di cui è stata comunicazione alle banche interessate il 12 luglio 2017, prevede la liquidazione di quanto dovuto in data 2 agosto 2017.

Aggiudicazione di una gara per energia rinnovabile in Spagna

In data 26 luglio Enel Green Power España si è aggiudicata 339 MW di capacità solare in Spagna nell'ambito di una gara per l'energia rinnovabile. Gli impianti, per la cui costruzione è previsto un investimento di circa 270 milioni di euro, venderanno l'energia prodotta sul pool market in Spagna, con incentivi del Governo spagnolo, tramite capacity payments annui, per garantire un rendimento costante sui 25 anni di vita degli impianti. I progetti fotovoltaici, che dovrebbero entrare in esercizio entro il 2019, saranno situati nelle regioni di Murcia e Bajadoz e, una volta in esercizio, produrranno circa 640 GWh all'anno.

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 2017, 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 2017 e il 30 giugno 2017.

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 2017:

- 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, 27 luglio 2017

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 2017

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 2017, a norma dell'art. 2359 cod. civ., nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione sociale, la sede legale, la nazione, il capitale sociale, la valuta, l'attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	Italia	10.166.679.946,00	EUR	Holding industriale	Holding			100,00
Controllate									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Pyrites Hydro LLC Hydro Development Group Acquisition 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 ed 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 fonti rinnovabili	Integrale	PH Chucas SA	100,00	62,48
3SUN Srl	Catania	Italia	35.205.984,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione, gestione di impianti di fabbricazione di pannelli solari	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Adams Solar Pv Project Two (Rf) Pty Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	80,00	80,00
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	793.340,00	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67	11,69
Aguilon 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00	35,75
Albany Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00	100,00
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 fonti rinnovabili	Equity	Enel F2i Solare Italia SpA	100,00	50,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Rio De Janeiro	Brasile	129.823,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA Enel Américas SA	46,89 52,75	51,50
Annandale Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Aragonesa De Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	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	Proporzionale	Endesa Generación SA	85,41	59,87
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	14.285,71	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Italia Srl	30,00	30,00
Atwater Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	51,00	51,00
Aurora Land Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00	100,00
Aurora Solar Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Autumn Hills LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Avikiran Solar India Private Limited	Haryana	India	100.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00	76,56
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas De Aysén SA Enel Generación Chile SA	99,00 0,51	18,45
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	22.368.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Enel Generación Chile SA Centrales Hidroeléctricas De Aysén SA	0,51 99,00	18,45

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Barnet Hydro Company LLC	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc Sweetwater Hydroelectric LLC	10,00 90,00	100,00
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50	67,50
Beaver Valley Holdings LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00	76,56
BLP Vayu (Project 2) Private Limited	Haryana	India	45.000.000,00	INR	Produzione 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 fonti rinnovabili	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00	76,56
Blue Energy Srl	Tulcea	Romania	1.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Romania Srl	1,00 99,00	100,00
Boiro Energia SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	40,00	28,04
Boott Hydropower LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc Chi Idaho LLC	32,00 68,00	100,00
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Bp Hydro Associates Enel Green Power North America Inc	75,92 24,08	100,00
Braila Power SA	Sat Chiscani, Comuna Chiscani	Romania	1.900.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	29,93	29,93
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00	75,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Bungala One Operations Holding Pty Ltd	Sydney, New South Wales	Australia	100,00	AUD	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00	50,00
Bungala One Operations Holding Trust	Sidney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Bungala Trust	50,00	50,00
Bungala One Property Holding Pty Ltd	Sydney, New South Wales	Australia	100,00	AUD	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00	50,00
Bungala One Prop_Hold_Trust	Sidney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	ENEL Green Power Bungala Trust	50,00	50,00
Bungala One Prop_Trust	Sidney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Bungala One Property Holding Trust	50,00	50,00
Bungala Two Operations Holding Pty LTD	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00	50,00
Bungala Two Property Holding Pty LTD	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Bungala Pty Ltd	50,00	50,00
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Lombardy East	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00
Bypass Limited LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00	100,00
Carbopego - Abastecimientos E Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Equity	Endesa Generación SA Endesa Generación Portugal SA	49,99 0,01	35,05
Carodex (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,49	98,49
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc	0,10 99,90	100,00
CELG DISTRIBUIÇÃO SA - CELG D.	Goiânia, Goiás	Brasile	3.475.679.362,52	BRL	Esplorazione, ricerca e produzione di idrocarburi	Integrale	Enel Investimentos SA	99,88	51,49
Central Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Generación Chile SA Enel Argentina SA	2,30 73,38	39,16
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	35.595.178.229,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Inversora Dock Sud SA	69,99	20,85

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Gas Atacama Chile SA	75,00	27,61
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Enel Brasil SA	100,00	51,56
Central Hidráulica Gúejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	33,30	23,34
Central Térmica De Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,33	23,36
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione di impianti elettrici	Equity	Central Costanera SA Central Dock Sud SA Enel Generación El Chocón SA	1,30 6,40 33,20	9,80
Centrales Hidroeléctricas De Aysén SA	Santiago	Cile	158.975.665.182,00	CLP	Progettazione	Equity	Enel Generación Chile SA	51,00	18,54
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Endesa Generación SA Nuclenor SA	23,57 0,69	16,76
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Kalná nad Hronom Mochovce 6	Slovacchia	6.639,00	EUR	Attività di ricerca e sviluppo nel settore scientifico e dell'ingegneria	Equity	Slovenskè 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	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Cherokee Falls Hydroelectric Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Chi Black River LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Chi Idaho LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Chi Power Marketing Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Chisholm View II Holding LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	Enel Kansas LLC	100,00	100,00
Chisholm View Wind Project II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chisholm View II Holding LLC	100,00	51,00
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00	50,00
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC Cimarron Bend Wind Project I LLC Cimarron Bend Wind Project II LLC Cimarron Bend Wind Project III LLC	1,00 49,00 49,00 1,00	50,00
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00	50,00
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00	50,00
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00	50,00
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00	100,00
Codensa SA ESP	Bogotá	Colombia	13.514.515.800,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,41	25,08
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	36.060,73	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	20,00	14,02
Comercializadora Eléctrica de Cadiz SA	Cadice	Spagna	600.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	33,50	23,48

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Compagnia Porto Di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	22.372.000,00	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00	25,00
Companhia Energética Do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	442.950.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA Enel Brasil SA	15,18 58,87	38,22
Compañía De Transmisión Del Mercosur Ltda	Buenos Aires	Argentina	14.012.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel CIEN SA Enel Iberia Srl	99,90 0,10	51,56
Compañía Energética Veracruz SAC	Lima	Perù	2.886.000,00	PEN	Hydroelectric Project	Integrale	Generalima SA	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 ed 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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Globale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	100,00	50,00
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	81,82	81,82
Consorcio Eólico Marino Cabo De Trafalgar SL (in liquidazione)	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00	35,05
Construction Lab Ltd	Airport City	Israele	10.000,00	EUR	Servizio legale	Integrale	Enel.Newhydro Srl	50,00	50,00
Copenhagen Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Corporación Eólica De Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	1.021.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	25,00	17,53
Danax Energy (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Romania Srl	0,00 100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Demand Energy Networks Inc	Washington	USA	-	USD	On-demand software	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Depuracion Destilacion Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	40,00	28,04
Desarrollo de Fuerzas Renovables Srl de Cv	Città del Messico	Messico	33.101.350,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv	99,99 0,01	100,00
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Cile	351.604.338,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Empresa Electrica Panguipulli SA	100,00	100,00
Dietrich Drop LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Distribuidora De Energia Eléctrica Del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica De Catalunya SL Endesa Red SA	45,00 55,00	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	100,00	70,10
Distilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.610.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	51,50	26,68
Dodge Center Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Dominica Energía Limpia Srl de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	279.282,24	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power México Srl de Cv	0,04 99,96	100,00
Drift Sand Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	50,00	50,00
Drift Sand Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
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

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
EGP BioEnergy Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00	100,00
EGP Bungala One Op_Trust	Sidney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Spa	100,00	100,00
EGP Energy Storage Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Egp Geronimo Holding Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
EGP Salt Wells Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Egp Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Solar Holdings LLC	100,00	50,00
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Stillwater LLC	100,00	50,00
EGP Stillwater Solar PV II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00	100,00
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
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

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00	50,00
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00	50,00
El Dorado Hydro LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	809.690,40	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel SpA Endesa Generación SA	4,32 40,99	33,05
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Romania Srl	0,00 100,00	100,00
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00	60,00
Electrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA Generalima SA	80,00 20,00	51,80
Eléctrica De Jafre SA	Girona	Spagna	165.876,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA 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	50,00	35,05
Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	500.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	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	50,00	35,05
Elk Creek Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Emgesa Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Trading di energia elettrica	Integrale	Emgesa SA ESP	100,00	25,11
Emgesa SA ESP	Bogotá	Colombia	655.222.310.000,00	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,48	25,11
Emittenti Titoli SpA	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

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Empresa de Transmisión Chena SA	Santiago de Chile	Cile	250.428.941,00	CLP	Trasmissione di energia	Integrale	Enel Distribución Chile SA	99,90	60,07
							Empresa Eléctrica De Colina Ltda	0,10	
Empresa Distribuidora Sur SA	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Distriec Inversora SA	56,36	37,34
							Enel Argentina SA	43,10	
Empresa Eléctrica De Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Luz Andes Ltda	0,00	60,07
							Enel Distribución Chile SA	100,00	
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,99	100,00
							Enel Green Power Latin America Ltda		
							0,01		
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	33,69
Empresa Nacional De Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.752.517,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00	51,00
Empresa Propietaria De La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000,00	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Enel Iberia Srl	11,11	11,11
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00	70,10
Endesa Comercializaçao De Energia SA	Oporto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00	70,10
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00	70,10
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	12.981.860,00	EUR	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00	70,10
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	2.000.000,00	EUR	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00	70,10
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	4.621.003.006,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00	70,10
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00	70,10
Endesa 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 D'arcos-Oeiras	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	99,20	70,10
							Endesa Energía SA	0,20	
							Enel Green Power España SL	0,40	

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
							Energías De Aragón II SL	0,20	
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.940.379.737,02	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00	70,10
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00	70,10
Endesa 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	Barcelona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00	70,10
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00	70,10
Endesa Red SA	Barcelona	Spagna	719.901.728,28	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00	70,10
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Iberia Srl	70,10	70,10
Enel Alberta Wind Inc	Calgary	Canada	16.251.021,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 South America Srl	51,80	51,80
Enel Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Gas Atacama Chile SA Enel Américas SA	0,34 99,66	51,75
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	storage holding- energia rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00	100,00
Enel Brasil SA	Río De Janeiro	Brasile	3.873.826.029,98	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Generación Perú SAA Enel Américas SA	2,86 95,25	51,56
Enel Chile SA	Santiago de Chile	Cile	2.229.108.974.538,00	CLP	Holding - Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel South America Srl	60,32	60,62
Enel CIEN SA	Río De Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00	51,56
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Geothermal LLC	100,00	50,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Distribución Chile SA	Santiago	Cile	230.137.980.270,00	CLP	Holding di partecipazioni. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Gas Atacama Chile SA	0,00	60,07
							Enel Chile SA	99,09	
Enel Distribución Perú SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Inversiones Distrilima SA	51,68	39,21
							Enel Américas SA	24,00	
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Energia SA de CV	Città del Messico	Messico	10.000,10	MXN	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Energia Nueva de Iguu Srl de CV	1,00	100,00
							Enel Green Power México Srl de Cv	99,00	
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	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel eS Srl	Via Porlezza, 12, 20123 Milano	Italia	50,00	EUR	Holding Operativa	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
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 di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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	59,98	36,36
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroinvest SA	59,00	34,02
							Enel Argentina SA	8,67	
Enel Generación Perú SAA	Lima	Perù	2.302.143.514,88	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Generandes Perú SA	54,20	43,31
							Enel Américas SA	29,40	
Enel Generación Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Eléctrica Cabo Blanco SA	60,00	49,99
							Generalima SA	36,50	
Enel Generación, SA de CV	Mexico City	Messico	100,00	USD	To carry on activities of generator in accordance with the Industry Electric Law (Ley de la Industria Eléctrica) holder of one or more generation	Integrale	Energia Nueva de Iguu Srl de CV	1,00	100,00
							Enel Green Power México Srl de Cv	99,00	

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
					permits in power plants or as a holder of a market par"				
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00	50,00
Enel GP Newfoundland and Labrador Inc	Newfoundland	Canada	1.000,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00	50,00
Enel Green Power Africa Srl	Viale Regina Margherita 125, 00198 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	100.000,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power SpA	5,00 95,00	100,00
Enel Green Power Australia Pty Ltd	Sydney, New South Wales	Australia	100,00	AUD	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Australia Trust	Sidney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Globale	Enel Green Power Spa	100,00	100,00
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Niterói - Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00 1,00	100,00
Enel Green Power Bom Jesus da Lapa Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Rio De Janeiro	Brasile	4.024.724.678,00	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Latin America Ltda	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, New South Wales	Australia	100,00	AUD	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia Pty Ltd	100,00	100,00
Enel Green Power Bungala Trust	Sidney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Globale	ENEL Green Power Australia Pty Ltd	50,00	50,00
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Rio De Janeiro	Brasile	76.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	289.340.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,75	51,43
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Canada Inc	Montreal (Quebec)	Canada	85.681.857,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	842.086.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Hydromac Energy Srl	99,99 0,01	100,00
Enel Green Power Colombia SAS	Bogotá	Colombia	300.000.000,00	COP	produzione energia 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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Cristal Eolica SA	Rio De Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00 99,00	100,00
Enel Green Power Cristalândia I Eólica SA	Brasile	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Cristalândia II Eólica SA	Brasile	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	70.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00 1,00	100,00
Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	Santiago	Cile	353.605.313,37	USD	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile Ltda	0,00 100,00	100,00
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	70.379.344,85	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	23.054.973,26	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	7.298.322,77	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	24.624.368,53	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	24.623.467,93	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio De Janeiro	Brasile	13.900.297,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01 99,99	100,00
Enel Green Power Development Srl	Roma	Italia	20.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Latin America Ltda	99,00 1,00	100,00
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	Egitto	250.000,00	EGP	Gestione delle attività relative alla partecipazione alle gare indette da SEC per lo sviluppo dello "Smart metering e Grid Automation"	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	177.500.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00 99,00	100,00
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Endesa Generación SA	100,00	70,10
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00 1,00	100,00
Enel Green Power Fazenda SA	Rio De Janeiro	Brasile	62.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	70,00	70,00
Enel Green Power Germany GmbH	Monaco di Baviera	Germania	25.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili e non	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00	45,57
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	100.000,00	GTQ	Holding Company	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power SpA	2,00 98,00	100,00
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.852.850,00	EUR	Holding di partecipazioni, Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Hellas Supply AS	Maroussi	Grecia	600.000,00	EUR	produzione, fornitura e trading di energia elettrica da fonti rinnovabili e non, storage e servizi relativi	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00	100,00
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99	99,99
Enel Green Power Ituverava Norta Solar SA	Rio De Janeiro	Brasile	1.639.346,69	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio De Janeiro	Brasile	1.639.346,69	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Ituverava sul Solar SA	Rio De Janeiro	Brasile	8.513.128,89	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	165.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	
Enel Green Power Kenya Limited	Hakika House, Bishops Road, Nairobi, Kenya	Kenya	100.000,00	KES	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00	100,00
							Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1,00	
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	827.205.371,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	0,10	100,00
							Hydromac Energy Srl	99,90	
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	70.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	
Enel Green Power México Srl de Cv	Città del Messico	Messico	2.399.774.165,00	MXN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA + Enel Green Power Latin America Ltda	99,99 0,01	100,00
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	175.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	99,51
							Enel Brasil SA	1,00	
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	150.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Brasil SA	1,00	99,51
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	
Enel Green Power Morocco SARLAU	Marocco	Marocco	1.000.000,00	MAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Morro do Chapéau I Eólica SA	Niterói - Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	99,00
Enel Green Power Morro do Chapéau II Eólica SA	Niterói - Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	99,00
Enel Green Power Mourão SA	Rio De Janeiro	Brasile	8.513.128,89	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90	99,90
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek,	Namibia	100,00	NAD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Nova Lapa Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Nova Olinda B Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Nova Olinda C Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Nova Olinda Sul Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Paranapanema SA	Rio De Janeiro	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00 99,00	100,00
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	230.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00 99,00	100,00
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	93.855.088,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Empresa Electrica Panguipulli SA	99,90 0,01	99,91
Enel Green Power Primavera Eolica SA	Rio De Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00 99,00	100,00
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power RA SAE	Room No. 2224, 22nd Floor, North Tower, Nile City	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00	100,00
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu De Sus Nuseni	Romania	2.430.631.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Development Srl	100,00	100,00
Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	120,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00
Enel Green Power Salto Apiacás SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	14.412.120,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00 1,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Altomonte Fv Srl	80,00	40,00
Enel Green Power Sannio	Roma	Italia	750.000,00	EUR	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Niterói - Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00	99,00
Enel Green Power SAO Judas Eolica SA	Rio De Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00 99,00	100,00
Enel Green Power SHU SAE	Floor No. 22, North Tower, Nile City Towers	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00	100,00
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	Singapore	50.000,00	SGD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione gestione di impianti fotovoltaici (holding)	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	272.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Altomonte Fv Srl	60,00	30,00
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio De Janeiro	Brasile	125.765.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00 99,00	100,00
Enel Green Power Tefnut SAE	Room No. 2220, 22nd Floor, North Tower, Nile City	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e 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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Uruguay SA	Oficina 1508	Uruguay	400.000,00	UYU	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	Italia	1.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00	51,00
Enel Iberia Srl	Madrid	Spagna	336.142.500,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Insurance NV	Amsterdam	Olanda	60.000,00	EUR	Holding nel settore delle assicurazioni	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Investimentos SA	Niterói - Rio de Janeiro	Brasile	2.268.678.819,00	BRL	Holding	Integrale	Enel Brasil SA	100,00	51,56
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Italia Srl	Roma	Italia	50.000.000,00	EUR	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Enel M@P Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	Integrale	e-distribuzione SpA	100,00	100,00
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Egg Geronimo Holding Company Inc	100,00	100,00
Enel Nevkan Inc	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Enel Oil & Gas España SL	Ribera del Loira 60 - 28042 Madrid	Spagna	33.000,00	EUR	Esplorazione, ricerca e produzione di idrocarburi	Integrale	Enel Oil & Gas SpA	100,00	100,00
Enel Oil & Gas SpA	Roma	Italia	200.000.000,00	EUR	Upstream gas-estrazione di gas naturale	Integrale	Enel Trade SpA	100,00	100,00
Enel Productie Srl	Bucarest	Romania	20.210.200,00	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00	100,00
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	1.800.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Romania SA	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Prestazioni di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00	100,00
Enel Rus Wind Generation LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Investment Holding BV	1,00 99,00	100,00
Enel Russia PJSC	Ekaterinburg	Federazione Russa	35.371.898.370,00	RUB	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	56,43	56,43
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 partecipazione alle gare indette da SEC per lo sviluppo dello "Smart metering e Grid Automation"	Integrale	e-distribuzione SpA	60,00	60,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	E - DISTRIBUTIE Banat SA	50,00	51,00
							E - DISTRIBUTIE Dobrogea SA	50,00	
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Soluções Energéticas Ltda	São Domingos - Niterói - RJ	Brasile	5.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,01	100,00
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99	
Enel Soluções SA	Rio De Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Attività elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,99	51,56
							Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	0,01	
Enel South America Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Attività 'delle società' di partecipazione (holding)	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Geothermal LLC	100,00	50,00
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Enel Texkan Inc	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Power Inc	100,00	100,00
Enel Trade d.o.o.	Zagabria	Croazia	2.240.000,00	HRK	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00	100,00
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	21.250.000,00	RON	Sourcing e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00	100,00
Enel Trade Serbia D.o.o.	Belgrado	Serbia	300.000,00	EUR	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00	100,00
Enel Trade SpA	Roma	Italia	90.885.000,00	EUR	Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel Trading Argentina SRL	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	55,00	51,78
							Enel Argentina SA	45,00	
Enel Trading North America LLC	USA	USA	10.000.000,00	USD	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	12.500.000,00	EUR	Factoring	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel.Newhydro Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Enel.si Srl	Roma	Italia	5.000.000,00	EUR	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel Energia SpA	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Enel Green Power Latin America Ltda	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 di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	27,00	18,93
Energética Monzón SAC	Lima	Perù	6.462.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Empresa Electrica Panguipulli SA Enel Green Power Perú SA	0,00 99,99	99,90
Energía Eléctrica Del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	96.160,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	100,00	70,10
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Energia Global De Mexico (Enermex) SA De Cv	Città del Messico	Messico	50.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00	99,00
Energia Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	100,00	100,00
Energía Limpia de Amistad, S. de RL de CV	Messico	Messico	296.822,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv Enel Green Power México Srl de Cv	0,01 99,99	100,00
Energía Limpia de Palo Alto, S. de RL de CV	Messico	Messico	650.857.596,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	99,99 0,01	100,00
Energia Marina SpA	Santiago	Cile	2.404.240.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Chile Ltda	25,00	25,00
Energia Nueva de Iguu Srl de CV	Città del Messico	Messico	51.879.307,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Energía Nueva Energía Limpia Mexico Srl de Cv	99,90 0,01	99,91
Energía Nueva Energía Limpia Mexico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Guatemala SA	99,96 0,04	100,00
Energías Alternativas Del Sur SL	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	5.589.393,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	54,95	38,52
Energías De Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00	70,10

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Barcelona	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00	70,10
Energías Especiales Del Torre Del Bierzo SA	Torre Del Bierzo	Spagna	1.635.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	50,00	35,05
Energías Renovables La Mata SAPI de CV	Messico DF	Messico	656.615.400,00	MXN	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Energia Nueva de Iguu Srl 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	Slovenskè Elektrárne AS	20,00	6,60
ENergy Hydro Piave Srl	Soverzene	Italia	800.000,00	EUR	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00	51,00
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00	100,00
Eólica Del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00	35,75
Eólica Del Principado SAU	Oviedo	Spagna	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	40,00	28,04
Eólica Fazenda Nova - Geração E Comercialização De Energia SA	Rio Grande Do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti eolici	Integrale	Enel Brasil SA	99,95	51,53
Eólica Valle Del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl 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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00	56,08

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eólicas De Fuencaliente SA	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	216.360,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	55,00	38,56
Eólicas De Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	-	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00	42,06
Epresa Energia SA	Cadice	Spagna	2.500.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00	35,05
Erdwärme Oberland GmbH	Monaco	Germania	154.011,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	83,77	83,77
Erecozalz SL	Saragozza	Spagna	18.030,36	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	Enel Green Power España SL	33,00	23,13
Essex Company LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448.000,00	UYU	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Uruguay SA	100,00	100,00
Explotaciones Eólicas De Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	73,60	51,59
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00	63,09
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Fowler Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Fuentes Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Renovables De Guatemala SA Enel Green Power Guatemala SA	40,00 60,00	100,00
Fulcrum LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Garob Wind Farm (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00
Gas Atacama Chile SA	Santiago de Chile	Cile	589.318.016.243,00	CLP	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Generación Chile SA Enel Chile SA	97,37 2,63	37,00
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	Gas Atacama Chile SA Enel Chile SA	99,97 0,03	37,00
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00	36,82
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Generadora De Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Guatemala SA	99,00 1,00	100,00
Generadora Eolica Alto Pacora SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00
Generadora Estrella Solar SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00
Generadora Fotovoltaica Chiriquí SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Guatemala SA	99,99 0,01	100,00
Generadora Solar Caldera SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Generadora Solar Tolé SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	100,00	51,80
Generandes Perú SA	Lima	Perù	853.429.020,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	100,00	51,80
Geotermica Del Norte SA	Santiago	Cile	307.837.019.702,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	83,65	83,65
Gibson Bay Wind Farm (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00	60,00
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Enel Generación Chile SA	33,33	12,12
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00	50,00
Goodyear Lake Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Gorona Del Viento El Hierro SA	Valverde De El Hierro	Spagna	30.936.736,00	EUR	Sviluppo e manutenzione del impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica De Canarias Generación SAU	23,21	16,27
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Romania Srl	0,00 100,00	100,00
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Hastings Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Hidroeléctrica De Catalunya SL	Barcellona	Spagna	126.210,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00	70,10
Hidroeléctrica De Oroul SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	30,00	21,03
Hidroeléctrica DonRafael SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00	65,00
Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	30.890.736,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99	99,99

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hidroflamicell SL	Barcelona	Spagna	78.120,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica De Catalunya SL	75,00	52,58
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Argentina SA Enel Américas SA	54,15 41,94	50,06
Hidromondego - Hidroeléctrica 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
High Shoals LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Highfalls Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Hispano Generación de Energia Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00	35,75
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Hydro Development Group Acquisition LLC	Albany (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Hydro Energies Corporation	Williston (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Hydrogen Park-Marghera Per L'idrogeno Srl	Venezia	Italia	245.000,00	EUR	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	Integrale	Enel Produzione SpA	60,00	60,00
Hydromac Energy Srl	Roma	Italia	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
I-EM Srl	Torino	Italia	28.571,43	EUR	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel Italia Srl	30,00	30,00
Ingendesa Do Brasil Ltda	Río 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	36,81
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
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.428.520,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00	70,10
International Multimedia University Srl (in fallimento)	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione a distanza	-	Enel Italia Srl	13,04	13,04
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	714.233.174,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	100,00	51,80

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Inversora Codensa Sas	Bogotá	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00	25,07
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Kalenta SA	Maroussi	Grecia	4.359.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00	100,00
Kavacik Eolico Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	9.000.000,00	TRY	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatırımlari Anonim Şirketi	100,00	100,00
Kelley's Falls LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Kinneytown Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Kirklareli Eolico Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	5.250.000,00	TRY	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatırımlari Anonim Şirketi	100,00	100,00
Kongul Enerji Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	125.000.000,00	TRY	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatırımlari Anonim Şirketi	100,00	100,00
Kromschroeder SA	L'Hospitalet De Llobregat (Barcellona)	Spagna	627.126,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Red SA	29,26	20,51
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,33	23,36
LaChute Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Lake Emily Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Lake Pulaski Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	produzione di elettricità da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Lindahl Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100,00	50,00
Lindahl Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Lindahl Wind Holdings LLC	100,00	50,00
Little Elk Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00	100,00
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Little Elk Wind Holdings LLC	100,00	100,00
Littleville Power Company Inc	Boston (Massachusetts)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Llano Sánchez Solar Power One SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00
Llano Sánchez Solar Power Cuatro SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00
Llano Sánchez Solar Power Tres SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00
Lower Saranac Hydro Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Lower Saranac Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Lower Valley LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Globale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Lowline Rapids LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Distribución Chile SA Enel Chile SA	99,90 0,10	60,07
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Marte Srl	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Mas Energia, S. de RL de CV	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	99,00 1,00	100,00
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00
Medidas Ambientales SL	Medina De Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Equity	Nuclenor SA	50,00	17,53
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.901,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99	99,99
Mibgas SA	Madrid	Spagna	3.000.000,00	EUR	Gestore mercato gas	-	Endesa SA	1,35	0,95
Mill Shoals Hydro Company ILLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Minas De Estercuel SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL (in liquidazione)	99,65	69,79
Minas Gargallo SL (in liquidazione)	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91	70,04
Minicentrales Del Canal De Las Bárdenas 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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00
Missisquoi Associates LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	100,00	50,00
Montrose Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Nevkan Inc	100,00	100,00
Newbury Hydro Company LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00	60,00
North Canal Waterworks	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Northwest Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi West LLC	100,00	100,00
Notch Butte Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000,00	EUR	Impianto nucleare	Equity	Endesa Generación SA	50,00	35,05
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa Medios Y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	60,00	42,06
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	5.204.028,73	EUR	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	Integrale	Enel Trade SpA	100,00	100,00
Nxuba Wind Farm (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd	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	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00	56,43
Open Fiber SpA	Milano	Italia	250.000.000,00	EUR	Installazione di impianti elettronici (inclusa manutenzione e riparazione)	Equity	Enel SpA	50,00	50,00
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00	50,00
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00	50,00
Osage Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	50,00	50,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Osage Wind LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00	50,00
Ottauquechee Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Ovacik Eoliko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	11.250.000,00	TRY	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00	100,00
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	33,33	23,36
Oyster Bay Wind Farm (Pty) Ltd	Cape Town	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00
P.E. Cote SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00	65,00
P.V. Huacas SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00	65,00
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00	100,00
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	30,00	21,03
Parc Eolic Los Aligars SL	Madrid	Spagna	1.313.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	30,00	21,03
Parque Eólico A Capelada SL (Sociedad Unipersonal)	Santiago De Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00	70,10
PARQUE EÓLICO ARAGÓN SL	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00	56,08
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	420.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00 99,00	100,00
Parque Eólico De Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	75,00	52,58

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico De Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	50,16	35,16
Parque Eólico De San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	66,33	46,50
Parque Eólico Delfina LTDA	Brasile	Brasile	6.963.977,00	BRL	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01 99,99	100,00
Parque Eólico Finca De Mogán SA	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	3.810.340,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00	63,09
Parque Eólico Montes De Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	75,50	52,93
Parque Eólico Punta De Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile Ltda	0,01 99,99	100,00
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile Ltda	0,01 99,99	100,00
Parque Salitrillos, SA de CV	Mexico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia da fonti rinnovabili	Integrale	Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv Enel Green Power México Srl de Cv	1,00 99,00	100,00
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171,00	CLP	Produzione Energia Elettrica da Fonte Rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Chile Ltda	34,57 61,37	95,94
Paynesville Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Pegop - Energia 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 fonti rinnovabili	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 II SA	70,00	49,07
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Costa Rica	22,17 40,31	62,48

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00	65,00
PH Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	34,32	34,32
Pine Island Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	56,12	39,34
Powercrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	PowerCrop Srl	100,00	50,00
Powercrop Russi Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	PowerCrop Srl	100,00	50,00
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power SpA	50,00	50,00
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Produzione Energia Elettrica 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 elettrica da fonti rinnovabili	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 Energia Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	82,89	58,11
Productor Regional De Energia Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	85,00	59,59
Productora De Energías SA	Barcellona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00	21,03
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	10.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	100,00	56,43
Promociones Energeticas Del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00	70,10
Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.835,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv	99,99	99,99

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	601.000,00	EUR	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00	31,55
Proyecto Eólico El Pedregal SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00	65,00
Proyecto Solar Don José, SA de CV	Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power México Srl de Cv	1,00 99,00	100,00
Proyecto Solar Villanueva Tres, SA de CV	Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power México Srl de Cv	1,00 99,00	100,00
Proyectos Universitarios De Energias Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	33,33	23,36
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power Latin America Ltda	99,90 0,10	100,00
PT Bayan Resources Tbk	Jakarta	Indonesia	333.333.350.000,00	IDR	Energia	-	Enel Investment Holding BV	10,00	10,00
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	Indonesia	10.000.000,00	USD	Produzione Energia Elettrica 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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52,70	52,70
Pyrites Hydro LLC	New York	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 Wind Project LLC	NE - The Corporation Trust Company	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00	100,00
Reaktortest Sro	Tnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	Equity	Slovenské Elektrárne AS	49,00	16,17
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Repubblica di Panama	2.700.000,00	USD	Telecomunicazioni	-	Enel Iberia Srl	11,11	11,11
Red Dirt Wind Project, LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Globale	Enel Kansas LLC	100,00	100,00
Renovables De Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA	0,01 99,99	100,00
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Equity	Enel Investment Holding BV	49,50	49,50

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Rock Creek Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Rock Creek Wind Holdings LLC	USA	USA	-	USD	produzione energia rinnovabile	Integrale	EGPNA Preferred Holdings II LLC	100,00	100,00
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	USA	-	USD	Holding	Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100,00	100,00
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00	100,00
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00	100,00
Rusenergosbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	49,50	49,50
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00	24,75
Rusenergosbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Federazione Russa	100.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00	24,75
Ruthon Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Equity	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00	18,67
Salmon Falls Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	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
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00	100,00
Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Russia PJSC OGK-5 Finance LLC	99,99 0,01	56,43
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	Spagna	207.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00	31,55
Se Hazelton A.LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Equity	Slovenské Elektrárne AS	100,00	33,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
SE Služby inžinierskych stavieb s.r.o.	Kalná nad Hronom	Slovacchia	200.000,00	EUR	Servizi	Equity	Slovenské Elektrárne AS	100,00	33,00
Serra Do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125,00	EUR	Servizi	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00	70,10
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Servizi Servizi	Integrale	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv Enel Green Power Guatemala SA	99,99 0,01	100,00
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda	Santiago	Cile	61.948.673.981,00	CLP	servizi ICT	Integrale	Enel Distribución Chile SA Enel Chile SA	0,10 99,90	60,62
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Shield Energy Storage Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00	100,00
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820,00	EUR	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel.Newhydro Srl	41,55	41,55
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	16,70	11,71
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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	Slate Creek Hydro Company LLC	95,00	47,50
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Slovak Power Holding BV	Herengracht 471 1017 BS Amsterdam	Olanda	25.010.000,00	EUR	Financial Holding	Equity	Enel Produzione SpA	50,00	50,00
Slovenské elektrárne Česká republika Sro	Rybná 682/14, Staré M?sto, 110 00 Praha 1, ?R	Repubblica Ceca	3.000,00	CZK	Distribuzione di energia elettrica	Equity	Slovenské Elektrárne AS	100,00	33,00
Slovenské Elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Slovak Power Holding BV	66,00	33,00
Smart P@Per SPA	Potenza	Italia	2.184.000,00	EUR	Servizi	-	Servizio Elettrico Nazionale SpA	10,00	10,00
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00	100,00
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00	100,00
Socibe Energia SA	Rio De Janeiro	Brasile	19.969.032,25	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00	100,00
Sociedad Agrícola De Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495,00	CLP	Investimenti finanziari	Integrale	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda	57,50	34,86
Sociedad Eólica De Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	64,74	45,38
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	50,00	35,05
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.048,42	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00	42,06
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Emgesa SA ESP Inversora Codensa Sas	94,95 4,90	25,07
Sol Real Istmo SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00
Sol Real Uno SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00	100,00
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Somersworth Hydro Company Inc	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Sona Enerjji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	50.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	36,00	25,24
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Stipa Nayaá SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Participaciones Speciali Srl Enel Green Power México Srl de Cv	40,16 55,21	95,37

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	75,00	75,00
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Sweetwater Hydroelectric LLC	Concord (New Hampshire)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel F2i Solare Italia SpA	100,00	50,00
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Endesa Generación SA	45,00	31,55
Tecnoquat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	75,00	75,00
Tejo Energia Produção E Distribuição De Energia Electrica SA	Paço D'arcos	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	43,75	30,67
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00	33,86
Termoeléctrica José De San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Central Dock Sud SA	5,32	0,00
							Central Costanera SA	5,51	
							Enel Generación El Chocón SA	18,85	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Enel Generación El Chocón SA	18,85	0,00
							Central Costanera SA	5,51	
							Central Dock Sud SA	5,32	
Termotec Energia AIE in liquidazione	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00	31,55
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Texkan Inc	100,00	100,00
Thunder Ranch Wind Project, LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Globale	Enel Kansas LLC	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Tko Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00	60,00
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33	23,36
Tradewind Energy Inc	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Kansas LLC	19,90	19,90
Transmisora de Energia Renovable SA	Guatemala	Guatemala	233.561.800,00	GTQ	Produzione 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	18,50
Transportadora De Energia SA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel CIEN SA	100,00	51,56
Transportes Y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	72.120,00	EUR	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33	51,41
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Highfalls Hydro Company Inc Enel Green Power North America Inc	98,00 2,00	100,00
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Twin Falls Hydro Company LLC	99,51	49,76
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00	50,00
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Tynemouth Energy Storage Limited	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Stoccaggio di energia elettrica attraverso batterie	Integrale	Enel SpA	100,00	100,00
Ufefys SLin liquidazione	Aranjuez	Spagna	304.150,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00	100,00
Ustav Jaderného Vyzkumu Rez AS	Rez	Repubblica Ceca	524.139.000,00	CZK	Ricerca e sviluppo energia nucleare	Equity	Slovenskè Elektrárne AS	27,77	9,17
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	3.500.000,00	TRY	Costruzione di impianti, produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00	100,00
Vientos del Altiplano, S. de RL de CV	Messico	Messico	751.623.040,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power México Srl de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	99,99 0,01	100,00
Villanueva Solar, SA de CV	Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power México Srl de Cv	1,00 99,00	100,00
Viruleiros SL	Santiago De Compostela	Spagna	160.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power España SL	67,00	46,97
Walden LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Waseca Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
Weber Energy Storage Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00	100,00
West Faribault Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00	51,00
West Hopkinton Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
West Waconia Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
White Current Corporation	Vermont	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	1.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Enel Green Power North America Inc	100,00	100,00
Wind Parks Anatolis - Prinius SA	Maroussi	Grecia	1.168.188,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas SA	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks Of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00	30,00
Wind Parks of Katharas SA	Maroussi	Grecia	728.648,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas SA	100,00	100,00
Wind Parks of Kerasias SA	Maroussi	Grecia	895.990,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas SA	100,00	100,00
Wind Parks of Miliias SA	Maroussi	Grecia	994.774,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas SA	100,00	100,00
Wind Parks of Mitikas SA	Maroussi	Grecia	732.639,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas SA	100,00	100,00
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00	30,00
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	585.467,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas SA	100,00	100,00
Wind Parks Of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00	30,00
Wind Parks of Spiliias SA	Maroussi	Grecia	807.490,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas SA	100,00	100,00
Wind Parks Of Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00	30,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks Of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	260.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	29,25	29,25
Wind Parks Of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 fonti rinnovabili	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00	30,00
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00	51,00
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00	100,00

Denominazione sociale	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 S.A.	22,22	11,51
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	Spagna	234.394,72	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	40,00	28,04

Enel

Società per azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita, 137