

Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015



INDICE

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE.....	2
Il Gruppo Enel Green Power	3
Organi sociali	5
I risultati di Enel Green Power	8
Fatti di rilievo del primo semestre 2015	21
Scenario di riferimento	24
Risultati economici e patrimoniali per area di attività	38
> Europa	41
> America Latina	47
> Nord America	52
Principali rischi ed incertezze.....	55
Prevedibile evoluzione della gestione.....	58
Informativa sulle parti correlate	59
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO DEL GRUPPO ENEL GREEN POWER	60
Prospetti contabili consolidati	61
Conto economico consolidato	62
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	63
Stato patrimoniale consolidato	64
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato.....	66
Rendiconto finanziario consolidato	67
Note illustrative.....	68
Attestazione dell'Amministratore delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	106
Allegati	108

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

Il Gruppo Enel Green Power

La struttura del Gruppo

Corporate

Enel Green Power SpA

Europa

Enel Green Power Romania

Enel Green Power Bulgaria

Enel Green Power Hellas

Enel Green Power España

Enel Green Power South Africa

Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi

3Sun¹

Altre minori Italia²

America Latina

Enel Brasil Participações

Enel Green Power Latin America

Enel Green Power Costa Rica

Enel Green Power Guatemala

Enel Green Power Mexico

Enel Green Power Panama

Enel Green Power El Salvador

Enel Green Power Colombia

Enel Green Power Perù

Enel Green Power Uruguay

Nord America

Enel Green Power North America

Enel Green Power North America Development

¹ Consolidata integralmente a far data dal 6 marzo 2015.

² Enel Green Power CAI Agroenergy, Enel Green Power Calabria, Enel Green Power Finale Emilia, Enel Green Power Partecipazioni Speciali, Enel Green Power Puglia, Enel Green Power San Gillio, Enel Green Power Strambino Solar, Energia Eolica, Maicor Wind, Taranto Solar, Enel Green Power Solar Energy, Powercrop (Joint Control), EGP Villorosi.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Alberto De Paoli

Amministratore delegato

Francesco Venturini

Consiglieri

Luca Anderlini
Carlo Angelici
Ludovica Maria Vittoria Parodi
Borgia
Giovanni Battista Lombardo
Giovanni Pietro Malagnino
Paola Muratorio
Francesca Romana Napolitano³
Luciana Tarozzi

Collegio Sindacale

Presidente

Franco Fontana

Sindaci effettivi

Giuseppe Ascoli
Maria Rosaria Leccese

Sindaci supplenti

Pietro La China
Alessio Temperini
Anna Rosa Adiutori

Società di Revisione

Reconta Ernst & Young

³ Sino al 6 maggio 2015, Andrea Brentan ha ricoperto la carica di Consigliere di Enel Green Power S.p.A. A seguito delle dimissioni presentate da Andrea Brentan, il Consiglio di Amministrazione della Società, con delibera del 16 giugno 2015, ha nominato Francesca Romana Napolitano Consigliere ai sensi dell'art. 2386 del codice civile.

Assetto dei poteri

Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti delibera in merito alla nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale della Società, nonché della società incaricata della revisione legale dei conti;

L'Assemblea ordinaria degli azionisti, inoltre, approva il bilancio e la distribuzione dei dividendi.

L'Assemblea straordinaria degli azionisti delibera sulle modificazioni dello statuto sociale e su ogni altra materia attribuita dalla legge alla sua competenza.

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società. In particolare, definisce gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo Enel Green Power ed esamina e approva il Piano Industriale; oltre alle funzioni di indirizzo strategico, il Consiglio di Amministrazione ha il compito di verificare l'esistenza dei controlli necessari per monitorare l'andamento di Enel Green Power e del Gruppo nel suo insieme. Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power in carica dal 24 aprile 2013 è composto da 10 Consiglieri (6 uomini e 4 donne)⁴, di cui 6 indipendenti.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione ha per Statuto e per legge i poteri per quanto concerne il funzionamento dell'Assemblea e del Consiglio di Amministrazione, nonché la legale rappresentanza della Società e la firma sociale. Verifica, inoltre, l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

L'Amministratore Delegato ha per Statuto la legale rappresentanza della Società e la firma sociale e, in base alle vigenti deliberazioni consiliari, ha tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o dalle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

Il Consiglio di Amministrazione ha costituito al proprio interno tre comitati con funzioni istruttorie, consultive e propositive su alcune materie di particolare delicatezza, anche in quanto fonte di possibili conflitti di interesse. Tutti i comitati sono composti esclusivamente da consiglieri indipendenti. In particolare:

- > il Comitato Controllo e Rischi ha il compito di supportare, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche;
- > il Comitato per le Nomine e le Remunerazioni ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione con funzioni istruttorie, di natura propositiva e consultiva, nelle valutazioni e decisioni relative alla dimensione e composizione del Consiglio stesso, nonché alla remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche;
- > il Comitato Parti Correlate ha il compito di formulare appositi pareri sull'interesse della Società al compimento di operazioni con parti correlate, esprimendo un giudizio in merito alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

⁴ Sino al 6 maggio 2015, data in cui Andrea Brentan ha rassegnato le proprie dimissioni dalla carica di Consigliere di Enel Green Power S.p.A., il Consiglio di Amministrazione della Società era composto da 10 consiglieri (7 uomini e 3 donne).

Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale vigila, tra l'altro, sul rispetto della legge e dello statuto sociale di Enel Green Power, sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sul processo di informativa finanziaria, sulla revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione legale. Il Collegio Sindacale partecipa inoltre alle sedute del Consiglio di Amministrazione e presenta una relazione annuale all'Assemblea degli azionisti.

I risultati di Enel Green Power

I dati inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale relativi al secondo trimestre 2015 e 2014 non sono assoggettati a revisione contabile né a revisione contabile limitata.

Per quanto attiene al dettaglio delle acquisizioni e delle cessioni effettuate nel semestre, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella Nota 2 della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015.

Dati operativi

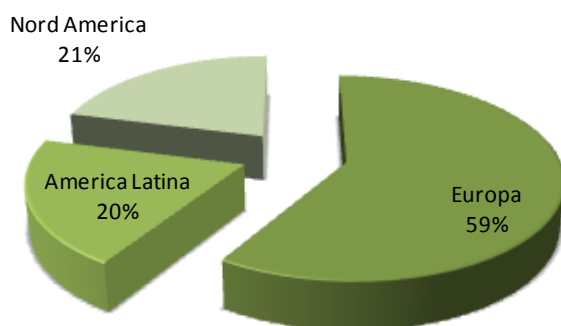
Numero di impianti operativi				
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	al 31.12.2014
Idroelettrica	398	398	-	398
Geotermica	37	36	1	37
Eolica	208	210	(2)	205
Solare	93	70	23	90
Biomassa	5	4	1	5
Totale	741	718	23	735
- Europa	583	575	8	583
- America Latina	60	47	13	54
- Nord America	98	96	2	98

Capacità installata netta (MW)					
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Idroelettrica	2.624	2.624	-	2.624	2.624
Geotermica	833	795	38	833	795
Eolica	5.956	5.446	510	5.697	5.085
Solare	464	261	203	433	249
Cogenerazione	-	-	-	-	37
Biomassa	39	23	16	39	23
Totale	9.916	9.149	767	9.626	8.813

La capacità installata netta del Gruppo al 30 giugno 2015 è pari a 9,9 GW con un incremento di 0,8 GW (+8,4%) rispetto al 30 giugno 2014 principalmente nel settore eolico.

Capacità installata netta (MW)				
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	al 31.12.2014
Europa	5.845	5.921	(76)	5.845
America Latina	1.988	1.295	693	1.698
Nord America	2.083	1.933	150	2.083
Totale	9.916	9.149	767	9.626

Capacità installata netta (MW)



La crescita registrata deriva sostanzialmente dall'entrata in esercizio di impianti eolici nelle aree America Latina (537 MW) e Nord America (150 MW) e di impianti solari in America Latina (156 MW), mentre il decremento registrato nell'area Europa è connesso principalmente alla cessione della capacità eolica in Francia (178 MW), perfezionata a fine 2014.

Rispetto al 31 dicembre 2014 la capacità installata netta del Gruppo registra un incremento di 0,3 GW (+3,1%) e si riferisce principalmente alla capacità eolica.

Produzione di energia (TWh)

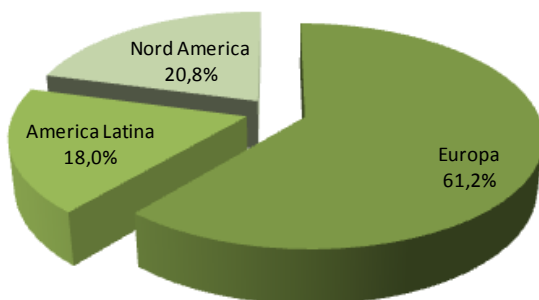
2° trimestre			1° semestre		
2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
3,1	3,2	(0,1)	5,8	6,0	(0,2)
1,5	1,4	0,1	3,1	2,9	0,2
3,7	3,3	0,4	7,9	7,3	0,6
0,2	0,1	0,1	0,3	0,2	0,1
-	0,1	(0,1)	0,1	0,1	-
8,5	8,1	0,4	17,2	16,5	0,7

La produzione di energia elettrica del Gruppo nel primo semestre 2015 è pari 17,2 TWh, in incremento di 0,7 TWh (+4,2%) rispetto allo stesso periodo del 2014.

Produzione di energia (TWh)

2° trimestre			1° semestre		
2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
5,2	5,4	(0,2)	10,5	11,1	(0,6)
1,5	0,9	0,6	3,1	1,9	1,2
1,8	1,8	-	3,6	3,5	0,1
8,5	8,1	0,4	17,2	16,5	0,7

Produzione di energia (TWh)



La produzione di energia elettrica è pari a 10,5 TWh nell'area Europa (-5,4% rispetto al primo semestre 2014), 3,1 TWh nell'area America Latina (+63,2% rispetto al primo semestre 2014) e 3,6 TWh nell'area Nord America (+2,9% rispetto al primo semestre 2014).

In particolare, l'incremento registrato nel primo semestre 2015 deriva sostanzialmente dall'incremento della produzione eolica conseguente alla maggiore capacità installata in America Latina (+0,7 TWh) e in Nord America (+0,1 TWh), effetto parzialmente compensato dalla cessione degli impianti in Francia avvenuta a fine 2014 (-0,2 TWh). Il decremento della produzione idroelettrica è invece riconducibile alle peggiorate condizioni di idraulicità in Italia (-0,5 TWh) ed in Guatemala (-0,1 TWh) che hanno più che compensato la maggiore produzione nella Repubblica di Panama (+0,5 TWh). Si registra inoltre un aumento della produzione geotermica in Italia (+0,2 TWh) per effetto della maggiore capacità installata.

Nel secondo trimestre 2015 la produzione è sostanzialmente in linea rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La crescita della produzione realizzata in America Latina (+0,6 TWh) è principalmente riconducibile alla maggiore capacità eolica installata in Cile, Brasile e Messico, ed alla maggiore produzione idroelettrica nella Repubblica di Panama, parzialmente compensate dalla riduzione della produzione in Europa imputabile sostanzialmente al calo della produzione idroelettrica in Italia (-0,2 TWh).

Load factor per tecnologia (%)

2° trimestre		1° semestre	
2015	2014	2015	2014
54%	55%	51%	53%
84%	86%	85%	85%
29%	28%	32%	33%
18%	19%	16%	15%
49%	40%	57%	49%

Il *load factor* medio nel primo semestre 2015 (ossia il rapporto tra la produzione effettiva e quella teorica disponibile) è pari al 41,2% (43,0% nel primo semestre 2014), a causa del peggioramento dell'indice idroelettrico in Italia, per la minore idraulicità nel 2015 rispetto al 2014, parzialmente mitigato dal miglioramento della risorsa in Panama. Sull'indice eolico si registra una diminuzione rispetto al primo semestre 2014 principalmente causata dal peggioramento della risorsa in Iberia e in Nord America.

Le tabelle che seguono riportano la ripartizione degli impianti "in costruzione" e "autorizzati" per tecnologia e area geografica:

Impianti in costruzione

	MW				Numero di impianti			
	al	al	Variazione	2014	al	al	Variazione	2014
	30.06.2015	30.06.2014			30.06.2015	30.06.2014		
Idroelettrica	159	152	7	152	12	7	5	4
Eolica	765	561	204	623	13	9	4	10
Geotermica	38	38	-	-	1	2	(1)	-
Biomassa	20	75	(55)	21	2	6	(4)	5
Solare	661	124	537	180	9	3	6	5
Totale	1.643	950	693	976	37	27	10	24
- Europa	548	143	405	190	17	13	4	9
- America Latina	821	657	164	586	18	13	5	14
- Nord America	274	150	124	200	2	1	1	1

I principali impianti in costruzione si riferiscono:

- > al settore solare in Sud Africa (4 progetti per un totale di 314 MW), in Brasile (11 MW Pernambuco) e in Cile (Carrera Pinto 97 MW, Pampa Norte 79 MW e Finis Terrae 160 MW);
- > al settore eolico in Brasile (Dois Riachos 30 MW, Damascena - Manicoba - Esperanca per 88 MW), in Sud Africa (Nojoli 88 MW e Gibson Bay 111 MW), in Cile (Renaico 88 MW e Los Buenos Aires 24 MW), in Uruguay (Melowind 50 MW) e in Nord America (Goodwell 200 MW e Little Elk 74 MW);
- > al settore geotermico in Cile (Cerro Pabellon 38 MW);
- > al settore idroelettrico in Brasile (Apiacas 102 MW) e in Costa Rica (Chucas 50 MW).

Impianti autorizzati

	MW				Numero di impianti			
	al	al	Variazione	2014	al	al	Variazione	2014
	30.06.2015	30.06.2014			30.06.2015	30.06.2014		
Idroelettrica	1	1	-	8	7	4	3	12
Eolica	847	738	109	325	12	11	1	5
Solare	254	326	(72)	512	1	7	(6)	7
Totale	1.102	1.065	37	845	20	22	(2)	24
- Europa	155	524	(369)	372	14	11	3	16
- America Latina	947	341	606	399	6	10	(4)	7
- Nord America	-	200	(200)	74	-	1	(1)	1

I principali impianti autorizzati si riferiscono prevalentemente

- > al settore solare in Brasile (Ituverava 254 MW);
- > al settore eolico in Messico (Palo Alto 129 MW e Vientos del Altiplano 100 MW), in Brasile (Delfina 180 MW e Morro do Chapéu 172 MW), in Cile (Sierra Gorda 112 MW) e in Grecia (Kafireas 154 MW).

Al 30 giugno 2015, il Gruppo disponeva di una gross pipeline pari a 22,6 GW (di cui 14,9 GW rientranti nella categoria "potential", 6,7 GW "likely" e 1,0 GW "highly confident")⁵, di cui 11,7 GW in America Latina, 3,5 GW in Nord America, 2,8 GW in Europa e 4,6 GW nei mercati emergenti.

La tabella che segue indica la ripartizione della pipeline del Gruppo al 30 giugno 2015, suddivisa per tecnologia e per COD (Commercial Operation Date).

Gross Pipeline (GW)	
	al 30.06.2015
Idroelettrica	0,4
Geotermica	0,7
Eolica	16,1
Solare	5,3
Biomassa	0,1
Totale	22,6
<i>Anno di entrata in esercizio</i>	
≤ 2017	9,9
> 2017	11,5
> 2019	1,2

Dati economici

La definizione degli indicatori di *performance* è riportata in calce al presente paragrafo.

Risultati del primo semestre

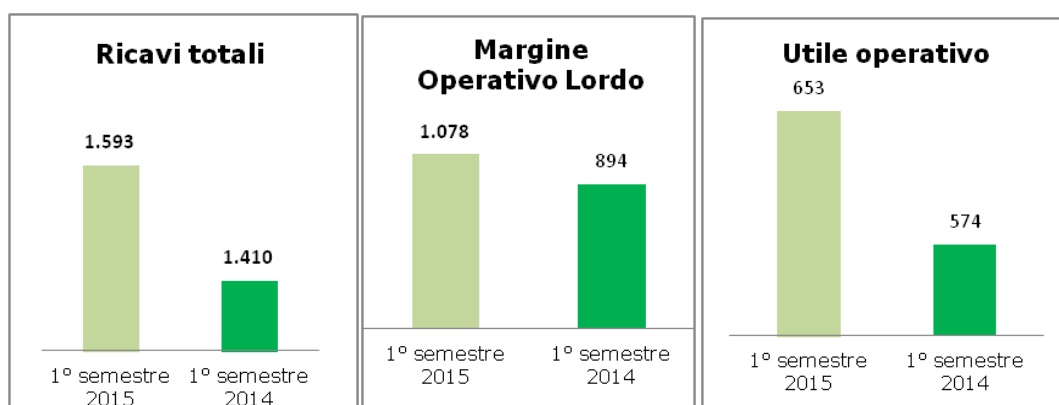
Milioni di euro	1° semestre			
	2015	2014	Variazione	%
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.593	1.410	183	13,0%
Totale costi	515	516	(1)	-0,2%
MARGINE OPERATIVO LORDO	1.078	894	184	20,6%
Ammortamenti e perdite di valore	425	320	105	32,8%
UTILE OPERATIVO	653	574	79	13,8%
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(58)	(7)	(51)	-
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	(71)	(128)	57	-44,5%
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6	28	(22)	-78,6%
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	530	467	63	13,5%
Imposte	133	139	(6)	-4,3%
Risultato delle continuing operations	397	328	69	21,0%
Risultato delle discontinued operations (*)	-	(5)	5	-
UTILE DEL PERIODO	397	323	74	22,9%
- Quota di pertinenza di Gruppo	342	293	49	16,7%
- Interessenze di minoranza	55	30	25	83,3%

(*) Il risultato delle *discontinued operations* è interamente di pertinenza del Gruppo

⁵ I progetti in pipeline sono così classificati in ragione della relativa stima delle probabilità di successo: (i) "potential": progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 20%. Si tratta di progetti in uno stato iniziale di sviluppo, per i quali è comunque già stata effettuata l'analisi preliminare del sito ed avviata un'eventuale fatal-flow analysis; (ii) "likely": progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 50%. Si tratta di progetti per i quali sono già disponibili dati preliminari sulla disponibilità della risorsa ed è stato avviato l'iter autorizzativo per l'ottenimento dei permessi necessari alla realizzazione dell'impianto; (iii) "highly confident": i progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 90%. Si tratta di progetti per i quali sono stati già ottenuti i principali permessi o autorizzazioni (ad esempio Valutazione di Impatto Ambientale).

Milioni di euro	1° semestre 2015			1° semestre 2014		
	Ricavi (*)	Margine operativo lordo	Utile operativo	Ricavi (*)	Margine operativo lordo	Utile operativo
Europa	1.035	718	450	980	664	417
America Latina	321	166	107	263	85	61
Nord America	270	194	96	200	145	96
Elisioni e rettifiche	(33)	-	-	(33)	-	-
Totale continuing operations	1.593	1.078	653	1.410	894	574
Retail	-	-	-	-	(5)	(5)
TOTALE	1.593	1.078	653	1.410	889	569

(*) Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value



I "Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 1.593 milioni di euro, evidenziano un incremento di 183 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014 (+13,0%) per effetto dell'aumento di 9 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 1.364 milioni di euro nel primo semestre del 2014) e di 174 milioni di euro degli altri ricavi (pari a 46 milioni di euro nel primo semestre del 2014), tenuto conto di un effetto cambi positivo di 93 milioni di euro.

L'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica, comprensivi degli incentivi, è da attribuire all'aumento dei ricavi in America Latina (60 milioni di euro) e in Nord America (39 milioni di euro) per effetto della maggiore capacità installata, parzialmente compensato dai minori ricavi registrati in Europa (90 milioni di euro) principalmente per la minore disponibilità della risorsa idroelettrica in Italia (87 milioni di euro) e tenuto anche conto della cessione di Enel Green Power France (19 milioni di euro), avvenuta a dicembre 2014. In particolare, l'incremento degli altri ricavi si riferisce principalmente, nell'area Europa, agli effetti derivanti dall'acquisizione del controllo di 3Sun (132 milioni di euro) oltre all'iscrizione del relativo indennizzo previsto dall'accordo con STM (12 milioni di euro).

Il "Margine operativo lordo", pari a 1.078 milioni di euro, registra un incremento di 184 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014 (+20,6%), tenuto conto di un effetto cambi positivo pari a 62 milioni di euro, principalmente in America Latina (81 milioni di euro) ed in Nord America (49 milioni di euro), in linea con il citato incremento dei ricavi.

L'area Europa ha registrato un margine operativo lordo pari a 718 milioni di euro, in aumento di 54 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014, e riflette la crescita dei ricavi pari a 55 milioni di euro, inclusivi degli effetti derivanti dall'acquisizione del controllo di 3Sun.

L'area America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 166 milioni di euro in aumento di 81 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014 (tenuto anche conto di un effetto cambi positivo di 26

milioni di euro), per effetto dell'aumento dei ricavi (pari a 58 milioni di euro) e dal decremento dei costi connessi all'acquisto di energia (pari a 69 milioni di euro) nella Repubblica di Panama e in Brasile, parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in Brasile, Cile e Messico (pari a 37 milioni di euro).

L'area Nord America ha registrato un margine operativo lordo, pari a 194 milioni di euro, con un incremento di 49 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 36 milioni di euro) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (145 milioni di euro) per effetto principalmente del citato incremento dei ricavi, parzialmente compensato dall'incremento dei costi del personale e operativi connessi sostanzialmente alla maggiore capacità installata.

L'"*Utile operativo*" è pari a 653 milioni di euro, con un incremento di 79 milioni di euro (+13,8%) rispetto ai 574 milioni di euro del primo semestre 2014.

Il citato incremento del margine operativo lordo è stato infatti parzialmente compensato dall'incremento degli ammortamenti e perdite di valore (pari a 105 milioni di euro) riferibile principalmente ai maggiori ammortamenti derivanti dalla maggiore capacità installata in Nord America e in America Latina nonché agli adeguamenti di valore di specifici progetti in Nord America e alla svalutazione di alcuni crediti nell'area Europa.

L'"*Utile del periodo*" è pari a 397 milioni di euro, con un incremento di 74 milioni di euro (+22,9%) rispetto ai 323 milioni di euro del primo semestre 2014 (inclusivo del *risultato delle discontinued operations* negativo per 5 milioni di euro). Le imposte del periodo sono pari a 133 milioni di euro con un'incidenza sul risultato ante imposte del 25,1% a fronte di un'incidenza del 29,8% nel primo semestre 2014, attribuibile principalmente alla disapplicazione dal 1° gennaio 2015 della addizionale IRES (cosiddetta Robin Hood Tax).

L'"*Utile del periodo del Gruppo*" è pari a 342 milioni di euro, con un incremento di 49 milioni di euro (+16,7%) rispetto ai 293 milioni di euro del primo semestre 2014. L'utile del periodo risente del maggiore contributo delle società con interessenze di terzi.

Risultati del secondo trimestre

Milioni di euro	2° trimestre			
	2015	2014	Variazione	%
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	795	690	105	15,2%
Totale costi	253	277	(24)	-8,7%
MARGINE OPERATIVO LORDO	542	413	129	31,2%
Ammortamenti e perdite di valore	237	160	77	48,1%
UTILE OPERATIVO	305	253	52	20,6%
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	17	(6)	23	-
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	(94)	(65)	(29)	-44,6%
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(1)	9	(10)	-
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	227	191	36	18,8%
Imposte	38	59	(21)	-35,6%
Risultato delle continuing operations	189	132	57	43,2%
Risultato delle discontinued operations (*)	-	(5)	5	-
UTILE DEL PERIODO	189	127	62	48,8%
- Quota di pertinenza di Gruppo	167	123	44	35,8%
- Interessenze di minoranza	22	4	18	-

(*) Il risultato delle *discontinued operations* è interamente di pertinenza del Gruppo

Milioni di euro	2° trimestre 2015			2° trimestre 2014		
	Ricavi (*)	Margine operativo lordo	Utile operativo	Ricavi (*)	Margine operativo lordo	Utile operativo
Europa	522	363	220	463	310	187
America Latina	157	79	40	135	23	11
Nord America	136	100	45	108	80	55
Elisioni e rettifiche	(20)	-	-	(16)	-	-
Totale continuing operations	795	542	305	690	413	253
Retail	-	-	-	-	(5)	(5)
TOTALE	795	542	305	690	408	248

(*) Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value

I "Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 795 milioni di euro, evidenziano un incremento di 105 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2014 (+15,2%) per effetto dell'aumento di 122 milioni di euro degli altri ricavi (pari a 16 milioni di euro nel secondo trimestre del 2014) parzialmente compensato dalla riduzione di 17 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 674 milioni di euro nel secondo trimestre del 2014), tenuto conto di un effetto cambi positivo di 46 milioni di euro.

L'incremento degli altri ricavi si riferisce principalmente agli effetti derivanti nell'area Europa dall'acquisizione del controllo di 3Sun (94 milioni di euro).

La riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica, comprensivi degli incentivi, è da attribuire ai minori ricavi registrati in Europa (46 milioni di euro) principalmente per effetto della minore disponibilità della risorsa idroelettrica in Italia, parzialmente compensati dall'aumento dei ricavi in America Latina (16 milioni di euro) e per effetto della maggiore capacità installata in Nord America (13 milioni di euro).

Il "*Margine operativo lordo*", pari a 542 milioni di euro, registra un incremento di 129 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2014 (+31,2%), e si riferisce ad Europa (53 milioni di euro), America Latina (56 milioni di euro) e Nord America (20 milioni di euro).

Tale incremento riflette la crescita dei ricavi (pari a 105 milioni di euro) e la riduzione dei costi per acquisto di energia in America Latina (pari a 57 milioni di euro), effetti parzialmente compensati dall'aumento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in America Latina.

L'area Europa ha registrato un margine operativo lordo pari a 363 milioni di euro, con un incremento di 53 milioni di euro, rispetto al secondo trimestre 2014 (310 milioni di euro) per effetto del citato incremento dei ricavi (55 milioni di euro) parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi, principalmente per l'acquisizione del controllo in 3Sun.

L'area America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 79 milioni di euro, con un incremento di 56 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (pari a 23 milioni di euro) tenuto conto di un effetto cambi positivo di 13 milioni di euro, principalmente riconducibile al citato incremento dei ricavi (22 milioni di euro) ed al decremento dei costi per acquisto di energia in Panama e Brasile (pari a 54 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in Brasile, Cile e Messico (22 milioni di euro).

L'area Nord America ha registrato un margine operativo lordo pari a 100 milioni di euro, con un incremento di 20 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (80 milioni di euro, tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 19 milioni di euro) principalmente riconducibile all'incremento dei ricavi (28 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento dei costi del personale e operativi connessi principalmente alla maggiore capacità installata.

L'"*Utile operativo*" è pari a 305 milioni di euro, in incremento di 52 milioni di euro (+20,6%) rispetto ai 253 milioni di euro del secondo trimestre 2014; il citato incremento del margine operativo è stato infatti parzialmente compensato dagli adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti in Nord America (pari a 22 milioni di euro) e da alcune svalutazioni di crediti (pari a 12 milioni di euro) in Europa nonché dall'incremento degli ammortamenti (pari a 30 milioni di euro) riferibile principalmente alla maggiore capacità installata in America Latina.

L'"*Utile del periodo*" è pari a 189 milioni di euro, in incremento di 62 milioni di euro (+48,8%) rispetto ai 127 milioni di euro del secondo trimestre 2014 (inclusivo del *risultato delle discontinued operations* negativo per 5 milioni di euro).

Le imposte del periodo sono pari a 38 milioni di euro con un'incidenza sul risultato ante imposte del 16,7% a fronte di un'incidenza del 30,9% nel secondo trimestre 2014.

L'"*Utile del periodo di Gruppo*" è pari a 167 milioni di euro, con un incremento di 44 milioni di euro (+35,8%) rispetto ai 123 milioni di euro del secondo trimestre 2014. L'utile del periodo risente del maggiore contributo delle società con interessenze di terzi.

Dati patrimoniali e finanziari

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Immobili, impianti e macchinari	14.475	13.329	1.146
Attività immateriali	1.353	1.378	(25)
Avviamento	913	871	42
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	340	323	17
Altre attività/(Passività) finanziarie non correnti nette	(42)	(86)	44
Altre attività/(passività) non correnti nette	67	(34)	101
Totale Attività immobilizzate nette	17.106	15.781	1.325
Rimanenze	290	184	106
Crediti commerciali	466	440	26
Debiti commerciali	(756)	(888)	132
Crediti/(Debiti) tributari netti	146	104	42
Altre attività/(Passività) finanziarie correnti nette	(87)	(70)	(17)
Altre attività/(passività) correnti nette	5	(12)	17
Totale Capitale circolante netto	64	(242)	306
Capitale investito lordo	17.170	15.539	1.631
TFR e altri benefici ai dipendenti	(44)	(43)	(1)
Fondi rischi e oneri futuri	(148)	(150)	2
Imposte differite nette	(306)	(379)	73
Totale Fondi diversi	(498)	(572)	74
Capitale investito netto	16.672	14.967	1.705
Patrimonio netto complessivo	9.668	8.929	739
Indebitamento finanziario netto	7.004	6.038	966

Gli "Immobili, impianti e macchinari", pari a 14.475 milioni di euro, presentano un incremento di 1.146 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, sostanzialmente riconducibile agli investimenti del periodo (pari a 963 milioni di euro), all'effetto cambi positivo (pari a 344 milioni di euro), alla variazione del perimetro di consolidamento della società 3SUN (pari a 122 milioni di euro) e agli oneri finanziari capitalizzati (pari a 35 milioni di euro), effetti solo in parte compensati dagli ammortamenti e perdite di valore (pari a 341 milioni di euro).

Gli *investimenti* operativi del primo semestre del 2015 si riferiscono principalmente al settore eolico in America Latina (293 milioni di euro), Nord America (118 milioni di euro) e Sud Africa (75 milioni di euro), al settore solare in America Latina (131 milioni di euro) e in Sud Africa (65 milioni di euro), al settore idroelettrico in America Latina (119 milioni di euro) e in Italia (30 milioni di euro), e al settore geotermico in Italia (52 milioni di euro) e in Cile (19 milioni di euro).

Le "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", pari a 340 milioni di euro, presentano un incremento di 17 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, derivante principalmente dagli aumenti di capitale relativi al progetto Osage in Nord America (13 milioni di euro) e dalla rilevazione delle quote del risultato del periodo (6 milioni di euro).

Il "Capitale circolante netto", positivo per 64 milioni di euro al 30 giugno 2015, registra un incremento di 306 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 (negativo per 242 milioni di euro).

Tale variazione è principalmente riconducibile all'incremento delle rimanenze di magazzino delle società italiane (65 milioni di euro), principalmente per i certificati verdi, e della controllata nordamericana per i *PTC components* (24 milioni di euro) nonché al pagamento nel primo semestre 2015 dei debiti commerciali relativi agli investimenti operativi realizzati.

Il "Capitale investito netto" al 30 giugno 2015 è pari a 16.672 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 9.668 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 7.004 milioni di euro.

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro			
	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Finanziamenti bancari	2.690	2.711	(21)
Debiti verso altri finanziatori	931	869	62
Debiti verso parti correlate	2.466	2.455	11
Indebitamento a lungo termine	6.087	6.035	52
Crediti finanziari a lungo termine	(430)	(425)	(5)
Indebitamento netto a lungo termine	5.657	5.610	47
Quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	205	193	12
Utilizzi di linee di credito revolving	2	2	-
Altri finanziamenti a breve verso banche	7	11	(4)
Indebitamento bancario a breve termine	214	206	8
Debiti verso altri finanziatori e parti correlate (quota a breve)	127	130	(3)
Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate	1.498	852	646
Indebitamento verso altri finanziatori e parti correlate a breve termine	1.625	982	643
Altri crediti finanziari a breve termine	(61)	(285)	224
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(431)	(475)	44
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(492)	(760)	268
Indebitamento netto a breve termine	1.347	428	919
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	7.004	6.038	966

L'Indebitamento finanziario netto, pari a 7.004 milioni di euro, con un incremento di 966 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 (+16,0%), a fronte di un incremento di 919 milioni di euro dell'Indebitamento netto a breve termine e di 47 milioni di euro dell'Indebitamento netto a lungo termine (+0,8%).

In riferimento all'"Indebitamento netto a breve termine", l'aumento degli "Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate" (646 milioni di euro) è determinato principalmente dall'utilizzo delle linee di credito in essere con la società finanziaria olandese del Gruppo Enel e con la controllante.

Al 30 giugno 2015, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il cosiddetto rapporto *debt to equity*, si attesta a 0,72 (0,68 al 31 dicembre 2014).

Flussi finanziari

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti ad inizio del periodo (*)	335	337	(2)
Flusso di cassa da attività operativa	141	172	(31)
Flusso di cassa da attività di investimento	(988)	(688)	(300)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	934	500	434
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9	1	8
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	431	322	109

(*) di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated.

Il "Flusso di cassa da attività operativa" del primo semestre del 2015 è positivo per 141 milioni di euro, in decremento di 31 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (positivo per 172 milioni di euro), a fronte di un margine operativo lordo al netto degli elementi non monetari pari a 909 milioni di euro (in aumento di 38 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2014) e di un fabbisogno connesso al capitale circolante netto pari a 768 milioni di euro (in aumento di 69 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014).

Il "Flusso di cassa da attività di investimento" impiegato nel primo semestre del 2015 è pari a 988 milioni di euro, in crescita di 300 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (pari a 688 milioni di euro).

L'aumento del flusso di cassa da attività di investimento nel primo semestre del 2015 è da collegare principalmente ai maggiori investimenti operativi del periodo rispetto allo stesso semestre del 2014 (342 milioni di euro).

Il "Flusso di cassa da attività di finanziamento" del primo semestre del 2015 è pari a 934 milioni di euro, con un incremento di 434 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (pari a 500 milioni di euro), principalmente per la cessione del 49% di EGPNA REP (pari a 344 milioni di euro) come descritto nella sezione "Principali variazioni dell'area di consolidamento".

L'effetto combinato dei vari flussi finanziari ha determinato un aumento nel primo semestre 2015 delle disponibilità liquide iniziali di 96 milioni di euro, tenuto conto degli effetti cambi positivi per 9 milioni di euro.

Definizione degli indicatori di performance

Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

Ricavi totali, incluso l'effetto della gestione rischio commodity: determinati quali sommatoria dei "Ricavi" e dei "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity".

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando all' "Utile operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore", al netto della quota capitalizzata.

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

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Crediti finanziari a lungo termine" inclusi nella voce "Altre attività finanziarie non correnti";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR ed altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri";
- > delle "Passività per imposte differite".

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

- > dei "Titoli" e di altre partite degli "Altri crediti finanziari" inclusi nella voce "Altre attività finanziarie correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

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

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

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Altre attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale. Più in generale, l'indebitamento finanziario del Gruppo Enel Green Power 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.

Fatti di rilievo del primo semestre 2015⁶

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione dell'impianto eolico Esperança in Brasile

2 marzo 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione dell'impianto eolico Esperança, ultimo modulo del complesso denominato Serra Azul, a nord di Bahia, nel nordest del Brasile.

Con una capacità installata totale di 118 MW, Serra Azul, una volta in esercizio, sarà in grado di generare fino a oltre 500 GWh all'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di quasi 53 mila tonnellate di CO₂. L'energia prodotta dal complesso eolico sarà venduta attraverso contratti di fornitura prevalentemente al mercato regolato. L'entrata in esercizio del complesso eolico è prevista entro il 2015.

La realizzazione del complesso eolico ha richiesto un investimento complessivo di circa 220 milioni di dollari USA, parzialmente coperto da un finanziamento di IFC (*International Finance Corporation*), membro del *World Bank Group*, e da un finanziamento di Itaù Unibanco SA, correlati alla costruzione di parchi eolici nel nordest del Brasile.

Entrata in esercizio di un nuovo impianto eolico in Messico

4 marzo 2015 – Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Sureste I-Phase II in Messico, nello stato di Oaxaca.

L'impianto, composto da 34 turbine eoliche da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 102 MW, è in grado di generare circa 390 GWh all'anno.

Enel Green Power si è aggiudicata il diritto a costruire Sureste I-Phase II in una gara pubblica per *External Energy Producers* indetta dalla *Comisión Federal de Electricidad* (CFE). Al progetto è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia prodotta dall'impianto (PPA). La realizzazione del parco eolico ha richiesto un investimento complessivo di quasi 160 milioni di dollari statunitensi.

Nel mese di giugno 2013, Enel Green Power, attraverso Enel Green Power Mexico S. de R.L. de C.V. ha stipulato con il gruppo finanziario BBVA Bancomer un contratto di finanziamento per 100 milioni di dollari statunitensi. Parte di questo finanziamento è stato destinato alla realizzazione del nuovo parco eolico di Sureste I-Phase II.

Enel Green Power firma con KfW IPEX-Bank un finanziamento da 160 milioni di euro per l'eolico in Sudafrica

30 marzo 2015 - Enel Green Power, attraverso la società interamente controllata Enel Green Power RSA (Pty) Ltd ("EGP RSA"), ha concluso un contratto di finanziamento per un totale di 2.100 milioni di *rand* sudafricani (equivalenti a circa 160 milioni di euro) con KfW IPEX-Bank, quest'ultima come *lender*, unico *lead arranger* e *agent*, con la parziale copertura assicurativa della Export Credit Agency tedesca Euler Hermes ("Hermes"). Il contratto di finanziamento, assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel Green Power, è il primo erogato da KfW IPEX-Bank al Gruppo Enel Green Power e prevede la disponibilità da parte di EGP RSA di due distinte linee di finanziamento di durata pari, rispettivamente, a 7 e 17 anni, nonché un tasso di interesse in linea con il *benchmark* di mercato. Il finanziamento è correlato all'investimento nel parco eolico di Gibson Bay, situato nella provincia di Eastern Cape, Sudafrica. L'impianto sarà composto da 37 turbine da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 111 MW, in grado di generare circa 420 GWh all'anno.

⁶ Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

Enel Green Power cede a GE Energy Financial Services il 49% di una newco in Nord America con un accordo di *partnership*

31 marzo 2015 - Enel Green Power S.p.A., attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, Inc. ("EGPNA"), ha sottoscritto un accordo con l'unità di General Electric, GE Energy Financial Services, per la vendita di una quota del 49% della newco, EGPNA Renewable Energy Partners, LLC ("EGPNA REP"), per un valore complessivo di circa 440 milioni di dollari statunitensi, soggetto ad alcuni aggiustamenti di prezzo.

EGPNA continuerà a possedere il 51% della *partnership* e continuerà ad essere responsabile della gestione quotidiana degli asset di EGPNA REP, dal punto di vista amministrativo, operativo e della manutenzione.

EGPNA REP è proprietaria di un parco impianti di generazione da 560 MW con un mix di fonti che comprende l'eolico, il geotermico, l'idrico e il solare, già operanti, e di un impianto eolico da 200 MW in costruzione, tutti situati in Nord America.

Nell'ambito della *newco*, GE Energy Financial Services riceve, oltre alla quota di minoranza, un diritto di prelazione, per un periodo iniziale di tre anni, a investire in *asset* operativi sviluppati da EGPNA a partire dal suo portafoglio di progetti e in altri *asset* operativi messi in vendita da EGPNA.

Enel Green Power ha fornito delle *parent company guarantees* per le obbligazioni della controllata nordamericana derivanti dal presente accordo, come d'uso in questo tipo di operazioni.

Enel Green Power si aggiudica 425 MW di energia eolica in una gara pubblica in Sud Africa

13 aprile 2015 - Enel Green Power si è aggiudicata il diritto di concludere dei contratti per la fornitura di energia con l'*utility* sudafricana Eskom per 425 MW di progetti eolici nella quarta fase della gara del REIPPPP (*Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme*) per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano. In linea con le regole del programma REIPPPP, Enel Green Power ha partecipato alla gara attraverso delle società veicolo, detenendone una quota di maggioranza, in *partnership* con importanti *player* locali. I tre progetti eolici Oyster Bay (142 MW), Nxuba (141 MW) e Karusa (142 MW) saranno realizzati nella province di Eastern Cape e di Northern Cape, in aree che offrono una notevole disponibilità di risorsa eolica. I progetti Oyster Bay e Nxuba saranno completati ed entreranno in esercizio nel 2017, mentre quello di Karusa nel 2018. Non appena in esercizio, i tre progetti, che richiedono un investimento complessivo di circa 500 milioni di euro, saranno in grado di generare circa 1.560 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Sud Africa

14 aprile 2015 - Enel Green Power ha annunciato l'avvio dei lavori per la costruzione del nuovo impianto eolico di Gibson Bay, nella provincia di Eastern Cape, in Sud Africa.

Con una capacità installata totale di 111 MW, il nuovo parco eolico, detenuto da Gibson Bay Wind Farm (RF) Proprietary Limited, società controllata EGP RSA, sarà in grado di generare, una volta in esercizio, circa 420 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 131 mila famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 383 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

La realizzazione dell'impianto, la cui entrata in esercizio è prevista nel primo semestre del 2017, richiede un investimento complessivo di circa 190 milioni di euro, in linea con gli obiettivi di crescita del piano industriale di Enel Green Power.

Nel mese di marzo 2015, EGP RSA ha firmato un contratto di finanziamento per un totale di 2.100 milioni di rand sudafricani (equivalenti a circa 160 milioni di euro), per finanziare l'investimento nel parco eolico

di Gibson Bay, con KfW IPEX-Bank, quest'ultima in qualità di *lender*, unico *lead arranger* e *agent*, con la parziale copertura assicurativa della *Export Credit Agency* tedesca Euler Hermes.

L'energia prodotta dal nuovo impianto sarà venduta all'*utility* sudafricana *Eskom* in base ad un contratto per la fornitura di energia di durata ventennale, che Enel Green Power si è aggiudicata, nel mese di ottobre 2013, nell'ambito del programma REIPPPP, promosso dal Governo Sudafricano.

Enel Green Power si aggiudica 90 MW di capacità eolica in una gara pubblica in Brasile

30 aprile 2015 - Enel Green Power ha reso noto di essersi aggiudicata nella gara pubblica in Brasile dedicata alle energie rinnovabili LFA (Leilão de Fontes Alternativas) il diritto di sottoscrivere con un *pool* di società di distribuzione brasiliane dei contratti ventennali di vendita dell'energia prodotta dal nuovo progetto eolico Cristalândia, che avrà una capacità installata di 90 MW.

Enel Green Power investirà circa 190 milioni di dollari statunitensi per la costruzione del nuovo progetto eolico, in linea con gli obiettivi di crescita previsti dal piano industriale della Società.

Il nuovo impianto, che sarà costruito nello Stato di Bahia, nel nord-est del Brasile e che sarà completato ed entrerà in esercizio nel 2017, sarà in grado di generare annualmente oltre 350 GWh, evitando l'emissione in atmosfera di più di 100 mila tonnellate di CO₂.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione del nuovo impianto fotovoltaico di Carrera Pinto in Cile

4 maggio 2015 - Enel Green Power ha annunciato di aver avviato i lavori per la costruzione del nuovo parco fotovoltaico di Carrera Pinto in Cile.

Con una capacità installata totale di 97 MW, il nuovo impianto, una volta in esercizio, sarà in grado di generare oltre 260 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 122 mila famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 127 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

Il parco, situato nella regione di Atacama e detenuto da Parque Solar Carrera Pinto S.A., società controllata da Enel Green Power Chile Ltda, sarà completato ed entrerà in esercizio entro il secondo semestre del 2016.

La realizzazione di Carrera Pinto, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nell'attuale piano industriale di Enel Green Power, richiede un investimento complessivo di circa 180 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power.

Al progetto sarà associato un contratto a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (PPA) con Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile). L'energia generata dall'impianto sarà consegnata alla rete di trasmissione della regione centrale cilena SIC (Sistema Interconectado Central).

Enel Green Power si aggiudica 280 MW di energia eolica in una gara pubblica in Sud Africa

10 giugno 2015 - Enel Green Power si è aggiudicata due contratti ventennali per la fornitura di energia con l'*utility* sudafricana Eskom per ulteriori 280 MW di progetti eolici nella quarta fase della gara del REIPPPP per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano.

In linea con le regole del programma REIPPPP, Enel Green Power ha partecipato alla gara con delle società veicolo, detenendone una quota di maggioranza, in *partnership* con importanti *player* locali.

I due progetti eolici Soetwater (142 MW) e Garob (138 MW), che saranno realizzati nella provincia di Northern Cape in aree con una notevole disponibilità di risorsa eolica, saranno completati ed entreranno in esercizio entro il 2018 e richiedono un investimento complessivo di circa 340 milioni di euro, in linea con gli obiettivi di crescita strategica previsti dal piano industriale di Enel Green Power.

Una volta realizzati, i due impianti saranno in grado di generare circa 1.000 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Scenario di riferimento

Domanda di energia elettrica

2° trimestre		GWh		1° semestre		
2015	2014	2015	2014	2015	2014	
75.127	75.487	-0,5%	Italia	153.239	153.680	-0,3%
58.843	57.844	1,7%	Spagna	123.455	121.190	1,9%
143.786	139.605	3,0%	Brasile	284.810	286.061	-0,4%
16.261	16.050	1,3%	Cile	32.885	31.993	2,8%
16.016	15.798	1,4%	Colombia	31.940	31.184	2,4%

Fonte: TSO nazionali.

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

In particolare, nei primi sei mesi del 2015 in Italia si registra un decremento dello 0,3% mentre la Spagna cresce dell'1,9%. I paesi dell'America Latina confermano il trend positivo della domanda di energia elettrica anche se a tassi decrescenti rispetto agli anni precedenti. Fa eccezione il Brasile che registra invece una domanda in lieve contrazione. Nello specifico: Cile (+2,8%), Brasile (-0,4%) e Colombia (+2,4%).

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

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

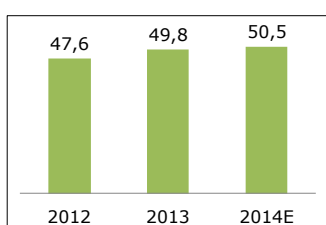
Fonte: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo giugno 2015).

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

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

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

Con particolare riferimento al trend di settore si evidenzia come nel 2014 la capacità installata da fonte rinnovabile in Italia sia stimata in crescita di circa 1 GW rispetto al 2013, attestandosi a circa 50,5 GW. Per il 2015 la capacità è stimata pari a 51,5 GW.



Fonte: GSE. Elaborazioni su dati GSE per l'anno 2014.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per le fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico aggiornato al 31 maggio 2015 è di circa 5,747 miliardi di euro. Si rammenta che al raggiungimento dei 5,8 miliardi di euro i meccanismi di incentivazione riconosciuti alle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico termineranno.

Decreto ministeriale sugli incentivi alle Fonti Energetiche Rinnovabili diverse dal fotovoltaico

E' atteso il decreto ministeriale transitorio sui meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili che, in base alle bozze in circolazione, stanzierebbe risorse (circa 400 milioni di euro) per impianti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici. L'impostazione del decreto ricalca quella del precedente DM 6/7/2012, tanto che sono previsti meccanismi competitivi per l'accesso agli incentivi, quali aste per impianti con potenza maggiore di 5 MW (contingente disponibile per eolico on e offshore, geotermoelettrico, solare termodinamico) e registri per gli altri impianti con potenza ≤ 5 MW (contingente disponibile per eolico offshore, idroelettrico, geotermoelettrico, biomasse e biogas, oceanica e solare termodinamico).

L'ammissione agli incentivi terminerà decorsi 30 giorni dal raggiungimento della prima fra le seguenti date:

- ✓ 1° dicembre 2016;
- ✓ la data di raggiungimento di un costo indicativo massimo di incentivi di 5,8 miliardi di euro/anno.

Verranno pubblicati due bandi, le cui tempistiche non sono state ancora definite all'interno della bozza, ma le risorse saranno assegnate entro il 31 dicembre 2016.

DL Taglia Bollette

Il DL Taglia Bollette, entrato in vigore il 21 agosto 2014, ha disposto la rimodulazione dell'incentivazione fotovoltaica, secondo la quale per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 200 kW sono previste tre differenti opzioni:

- a) riduzione progressiva della tariffa incentivata erogata per 24 anni;
- b) rimodulazione della tariffa ventennale prevedendo un periodo di fruizione dell'incentivo ridotto rispetto all'attuale e un secondo periodo di fruizione di incentivo incrementato in ugual misura (le percentuali sono state stabilite da decreto del MISE del 17 ottobre 2014);
- c) la riduzione secca del:
 - 6% per impianti da 200 kW a 500 kW;
 - 7% per impianti da 500 kW a 900 kW;
 - 8% per impianti con potenza nominale superiore a 900 kW.

L'opzione prescelta da Enel Green Power Spa è stata la b.

Il decreto legge è stato attuato attraverso due decreti ministeriali datati 16 e 17 ottobre 2014 con cui vengono definite le modalità operative per l'erogazione da parte del GSE degli incentivi così come rimodulati dall'art. 26 del DL Taglia bollette.

I decreti attuativi sono stati oggetto di ricorso davanti al Tar Lazio a cui è stato richiesto l'annullamento, in quanto atti retroattivi. Inoltre è stata sollevata questione di legittimità costituzionale.

Il Tar Lazio ha accolto la questione pregiudiziale di costituzionalità e ha rimesso gli atti alla Corte Costituzionale.

Concessioni idroelettriche

In merito alla procedura di messa in mora nei confronti dello Stato italiano per la disciplina attinente alle concessioni idroelettriche hanno avuto luogo delle interlocuzioni tra Governo Italiano e Commissione Europea, per evitare l'avvio di una formale procedura di infrazione. Il MISE ha inviato al Commissario Bienkowska (DG Market) una lettera, in cui:

- illustra gli orientamenti e la Roadmap degli interventi che il Governo intende perseguire per definire il quadro normativo in tema di attribuzione delle concessioni idroelettriche, e conferma la volontà del Governo ad intervenire con una modifica dell'art. 37 (DL 83/2012);
- fa un espresso richiamo alla riforma del Titolo V della Costituzione, in iter, che prevede di riportare esclusivamente in capo allo Stato la competenza legislativa in tema di energia, evidenziando come questa riforma potrà consentire di superare l'attuale frammentazione e disomogeneità nell'attuazione degli affidamenti delle concessioni, garantendo un quadro omogeneo.

La Commissione europea sembra intenzionata ad adottare un parere negativo rispetto alla posizione del governo italiano che nel frattempo ha denunciato sulla medesima tematica Austria, Inghilterra e Svezia (il cui livello di apertura del mercato relativamente alle concessioni idroelettriche è pressoché nullo).

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

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

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

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

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

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

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

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

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

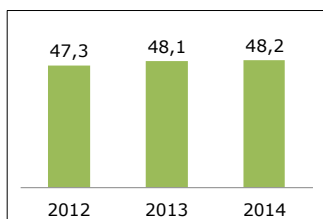
Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Estadística diaria - consuntivo giugno 2015 e Balance electrico diario - consuntivo giugno 2014 extrapeninsulare). I volumi del primo semestre 2014 sono aggiornati al 5 aprile 2015.

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

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

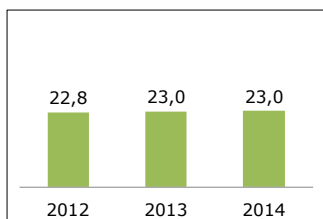
La *produzione netta* nel primo semestre 2015 registra un incremento dell'1,7% (+0,1 TWh) rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto della maggiore domanda di energia sul territorio extrapeninsulare. Analogo andamento si rileva nel secondo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

La capacità installata da fonte rinnovabile si è mantenuta pressoché stabile nel 2014 rispetto al 2013, attestandosi a circa 48 GW.



Fonte: REE.
Nota: Esclusi pompaggi puri.

Con specifico riguardo al settore eolico, il mercato spagnolo rappresenta il secondo paese europeo (dopo la Germania), con circa 23 GW di capacità installata al 2014, la maggior parte dei quali nella regione di Castilla y León.



Fonte: REE.

La base installata eolica è rimasta essenzialmente stabile e rappresenta, al 2014, circa il 48% della capacità installata rinnovabile totale.

Aspetti normativi e tariffari

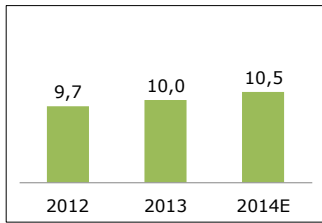
A seguito dell'importante riforma del settore elettrico portata a termine nel 2014, nel primo semestre 2015 nessun provvedimento legislativo è stato pubblicato. Sono attese entro l'anno alcune proposte legislative sia in emendamento alla riforma, che riguardanti l'allocazione di nuovi incentivi tramite meccanismi competitivi. Ancora in fase di discussione i decreti relativi all'autoconsumo e allo scambio sul posto, gli emendamenti alle procedure operative che prevedono la possibilità per le fonti rinnovabili di partecipare ai servizi ancillari e la bozza del documento relativo alla pianificazione della trasmissione per il periodo 2015-2020. Si attende l'approvazione di questi provvedimenti nella seconda metà dell'anno.

Portogallo

Il Portogallo ha adottato una strategia incentrata sullo sviluppo delle energie rinnovabili, supportando il settore attraverso misure finanziarie e fiscali.

Secondo il "*Plano Nacional de Acção para as energias renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE*", è previsto il raggiungimento di circa 19 GW di capacità installata al 2020, con il settore idroelettrico ed eolico che presentano i maggiori contributi alla crescita.

Nel 2014 il Portogallo presenta una capacità installata totale pari a circa 10,5 GW, con una crescita stimata di circa il 5% rispetto al 2013.



Fonte: REN, Enerdata, EER ed EWEA.
Nota: Esclusi pompaggi puri.

Il settore eolico, in particolare, risulta essere quello che maggiormente ha contribuito alla crescita della capacità rinnovabile installata in termini percentuali, con un peso che nel 2014 si stima essere circa il 47% sul totale (4,41 GW nel 2013 e 4,73 GW nel 2014).

Aspetti normativi e tariffari

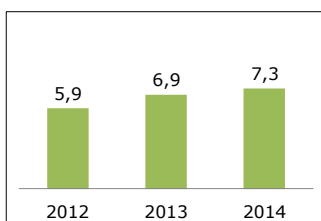
Il 24 giugno 2014 è stato pubblicato il Decreto legge 94/2014 cosiddetto "sobra-equipamiento" che regola le condizioni di immissione in rete di una quantità di energia superiore a quella autorizzata, oltre alla relativa remunerazione per alcuni impianti eolici esistenti, in possesso di determinati requisiti tecnici. A completamento della legislazione, il 7 aprile 2015, è stato pubblicato il Decreto legge 102/2015 che definisce le procedure e stabilisce i requisiti tecnici degli impianti ammessi.

Grecia

La Grecia, in ottemperanza agli obiettivi concordati con il recepimento della normativa comunitaria, ha posto l'accento sullo sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Attraverso la legge 3851/2010 "Accelerating the development of Renewable Energy Sources to deal with climate change and other regulations addressing issues under the authority of the Ministry of Environment, Energy and Climate Change", la Grecia punta infatti ad incrementare l'attuale quota di energia pulita fino a circa il 40% della produzione totale di elettricità entro il 2020. L'obiettivo si stima possa essere raggiunto attraverso un efficiente mix di misure fiscali, finanziarie e tecniche tra cui la revisione del sistema delle Feed-in-Tariffs, la semplificazione delle procedure di *licensing* e l'abbattimento delle barriere per l'attuazione di progetti rinnovabili a livello locale.

Nel Piano di Azione Nazionale "National Renewable Energy Action Plan in the scope of Directive 2009/28/EC", finalizzato all'attuazione della Direttiva dell'Unione Europea 2009/28/EC, la Grecia ha stimato che la capacità installata totale da fonti rinnovabili possa attestarsi nel 2020 a 13 GW con i maggiori contributi provenienti, rispettivamente, dal settore eolico e solare.

Negli ultimi anni la Grecia ha registrato una crescita della capacità rinnovabile installata che, nel 2014, si stima abbia raggiunto circa 7,3 GW, in aumento del 6% rispetto al 2013.



Fonte: Lagie, Enerdata ed EWEA.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

Il settore eolico, in particolare, registra una crescita piuttosto regolare lungo tutto il periodo di riferimento, attestandosi nel 2014 a circa 2 GW, con un incremento pari a circa il 6% rispetto al 2013 (1,8 GW nel 2012 e 1,9 GW nel 2013).

Aspetti normativi e tariffari

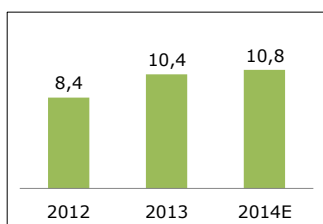
Il mercato dell'energia è attualmente oggetto di riforma. Tra i principali obiettivi della riforma sono previsti:

- sviluppo di un Capacity Adequacy Mechanism temporaneo per risolvere a breve termine alcune delle principali problematiche del mercato (i.e. capacity payments and interruptibility services contracts);
- sviluppo dei mercati dell'energia (mercati day ahead, intra-day, di bilanciamento e a termine).

Romania

La Romania, attraverso il meccanismo dei Certificati Verdi, ha ampiamente favorito lo sviluppo delle energie rinnovabili negli ultimi anni. Secondo il "Piano di Azione Nazionale per l'Energia Rinnovabile" ("NREP"), finalizzato all'attuazione della Direttiva dell'Unione Europea 2009/28/EC, il governo rumeno prevede di raggiungere circa 12,6 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2020, una base installata che contribuirà a sostenere il consumo lordo di elettricità del paese per il 38,2%.

Si stima che la Romania abbia registrato una crescita di circa il 4% della propria capacità installata da fonti rinnovabili durante il 2014 attestandosi a quasi 11 GW, come evidenziato nel grafico sottostante, molto al di sotto della crescita del 25% registratasi l'anno precedente.



Fonte: Enerdata, GWEC, EPIA e Transelectrica.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

Tale sviluppo è attribuibile prevalentemente alla tecnologia eolica. Nell'ultimo anno, la capacità installata eolica è aumentata del 13%, attestandosi a circa 3 GW nel 2014, 2,6 GW nel 2013 e 1,8 GW nel 2012. Tale capacità è localizzata prevalentemente nella regione di Dobrogea, che affaccia sul Mar Nero e presenta una morfologia geografica particolarmente favorevole essendo una regione pianeggiante e non densamente popolata.

Aspetti normativi e tariffari

Il 30 giugno il Regolatore ha pubblicato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2016, pari al 12,15%, in attesa di approvazione da parte del Governo; nel 2015 tale quota era pari all'11,9% (decisione n. 1110/2014 pubblicata il 19 dicembre 2014).

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

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

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

Area Europa

Aspetti normativi e tariffari

Report della Commissione Europea sui progressi verso il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2020

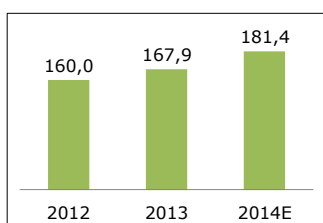
La Commissione Europea ha pubblicato il report sui progressi degli Stati Membri nell'implementazione della Direttiva sulle energie rinnovabili del 2009. Nel 2014 gran parte degli Stati Membri, 25 su 28, ha raggiunto il target intermedio di produzione di energia da fonti rinnovabili. In base alle previsioni della Commissione alcuni paesi, tra cui la Spagna, potrebbero non essere in grado di raggiungere l'obiettivo finale al 2020 fissato nella Direttiva.

Stati Uniti

Negli Stati Uniti, l'utilizzo delle energie rinnovabili è supportato da specifiche misure a livello federale e statale ed è in continuo sviluppo. Il sistema dei *Renewable Portfolio Standards* – normative in base alle quali viene richiesto che una data percentuale di elettricità venga prodotta da fonti rinnovabili – è, ad oggi, diffuso in 35 Stati più il District of Columbia.

Secondo il *World Energy Outlook 2013*, la capacità installata da fonti rinnovabili subirà un forte incremento, attestandosi sui 261 GW nel 2020⁷. I maggiori contributi alla crescita sono ascrivibili principalmente ai mercati del solare fotovoltaico ed eolico.

Gli Stati Uniti, al 2014, presentano una capacità installata totale stimata pari a 181 GW, in aumento di circa il 8% rispetto all'anno precedente.



Fonte: EIA, IEA, AWEA, Seia e BNEF

Nota: Esclusi pompaggi puri.

In particolare, il settore eolico risulta essere una fonte rinnovabile di primaria importanza per gli Stati Uniti, e rappresenta più di un terzo del totale della capacità installata. In termini di crescita assoluta, il settore eolico passa da 61 GW nel 2013 a 66 GW nel 2014.

⁷ Include pompaggi puri.

La crescita del settore eolico è accompagnata da un parallelo sviluppo a livello geografico. Secondo il *Global Wind Energy Outlook 2012*, gli stati che già dispongono di capacità installata eolica risultano essere 38 nel 2011, 31 dei quali hanno aumentato la propria dotazione nello stesso anno. I più attivi nel settore sono gli stati del Texas, California, Kansas, Oklahoma and Illinois. Secondo le previsioni del *Global Wind Energy Outlook 2014*, nel 2030 la produzione annuale da fonte eolica negli USA raggiungerà 881 TWh.

Aspetti normativi e tariffari

Meccanismi remunerativi

Il sistema statunitense prevede un duplice livello di incentivazione delle fonti rinnovabili:

- > a livello federale il principale meccanismo di incentivazione è costituito da incentivi fiscali alla produzione e all'investimento (Production Tax Credit e Investment Tax Credit). Il PTC, scaduto alla fine del 2013, e' stato rinnovato con il Tax Increase Prevention Act del 20 dicembre 2014. Grazie a questa estensione, hanno potuto qualificarsi per i PTC i progetti eligibili con data di "avvio costruzione" entro il 31 dicembre 2014. Ulteriori linee guida da parte dell'Internal Revenue Service (IRS), per la definizione del concetto di "continuous efforts" richiesto per la qualificazione, sono state emanate l'11 marzo 2015, tramite la Notice 2015-25. Le nuove linee guida si limitano ad estendere al 1° gennaio 2017 il COD per la qualificazione dei progetti. Pertanto, un progetto con *start construction* anteriore al 1° gennaio 2015 e COD entro il 1° gennaio 2017, soddisfa automaticamente il requisito dei "continuous efforts". Per quanto riguarda l'ITC, la scadenza resta invariata: gli impianti devono entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2016;
- > a livello statale, oltre ad eventuali specifici incentivi fiscali statali, vige un sistema di *Renewable Portfolio Standard* (RPS) caratterizzato da quote obbligatorie in capo alle *utilities* con obiettivi differenziati per ciascun Stato. La maggior parte degli Stati ha adottato sistemi di certificazione scambiabili sul mercato.

Kansas

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

Oklahoma

Nel mese di maggio 2015 il Governatore Fallin ha firmato due leggi riguardanti l'energia eolica: il Senate Bill 808 che 1) stabilisce dei requisiti preventivi di *decommissioning*, 2) impone ai *developers* un regime di notifica alla Corporate Commission 6 mesi prima della data presunta di avvio costruzione dell'impianto eolico 3) impedisce la costruzione di impianti eolici a meno di 1,5 miglia da aeroporti, scuole o ospedali. Il Senate Bill 498 prevede invece il mantenimento dell'attuale regime di *tax exemption* di 5 anni per gli impianti eolici entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2017. Successivamente a questa data gli impianti non potranno piu' beneficiare dell'esenzione, mentre il *production tax credit* (PTC) statale continuerà ad essere applicabile agli impianti che entreranno in esercizio entro il 2020.

Proposta di regolamentazione delle centrali a combustibile fossile

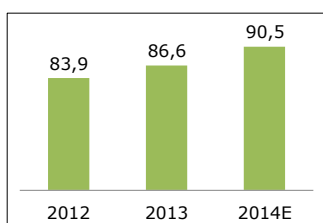
Il 2 giugno 2014 l'*Environment Protection Agency* (EPA) ha reso pubblica una proposta di regolamentazione, applicabile alle centrali a combustibile fossile attualmente in esercizio, che prevede,

entro il 2030, una riduzione complessiva delle emissioni di CO2 del 30% rispetto ai livelli del 2005. Per ciascuno Stato è stato stabilito uno specifico *target* di abbattimento, calcolato sulla base dell'attuale *mix* di generazione elettrica. Tuttavia, agli Stati viene lasciato un certo margine di flessibilità nel determinare le politiche e le strategie per il raggiungimento dell'obiettivo. L'approvazione definitiva della regolamentazione e' attesa per il mese di agosto 2015. Gli stati avranno un anno di tempo per presentare all'EPA il proprio piano di raggiungimento del *target*.

Canada

Il Canada è tra i principali paesi al mondo in termini di capacità installata da fonti rinnovabili, grazie al contributo prevalente della tecnologia idroelettrica. Lo sviluppo delle rinnovabili è accompagnato principalmente da una serie di obiettivi volontari o vincolanti adottati da alcune province (Manitoba, New Brunswick, Ontario, Quebec e Nova Scotia). Tra queste, le provincia del Quebec (al quale si aggiunge quella di Alberta) stanno altresì adottando regolamentazioni in tema di emissioni di gas a effetto serra.

Nel 2014, la base installata da fonte rinnovabile è cresciuta di circa 4 GW, attestandosi a circa 90,5 GW, ripartiti quasi equivalentemente tra fonte idroelettrica ed eolica.



Fonte: Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati EPIA, IEA e GWEC
Nota: Esclusi pompaggi puri.

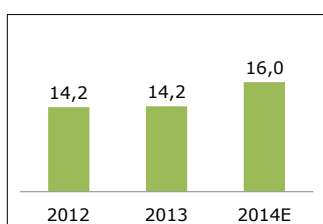
La tecnologia che ha registrato la crescita percentuale maggiore durante il 2014 è stata quella eolica, la cui capacità installata si stima abbia raggiunto circa 9,7 GW (6,2 GW nel 2012 e 7,8 GW nel 2013).

Messico

Il governo messicano si è di recente attivato per promuovere ulteriormente lo sviluppo di un quadro regolatorio in supporto alle energie rinnovabili. Il 3 giugno 2013, il Governo Messicano ha pubblicato la Strategia nazionale sul Cambiamento Climatico che stabilisce l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra del 30% entro il 2020 del 50% entro il 2050 rispetto ai valori del 2000, attraverso l'inserimento delle energie rinnovabili nella matrice energetica, misure di efficienza energetica ed il passaggio alle "smart cities".

Si stima che la capacità installata rinnovabile abbia registrato nel 2014 un incremento pari a circa il 12% rispetto al 2013, attestandosi a circa 16 GW.

In particolare, la base installata eolica al 2014 è stimata pari a 2,3 GW, in crescita del 62% rispetto al 2013 (pari a 1,4 GW nel 2012 e a 1,4 GW nel 2013).



Fonte: CRE, SENER, Enerdata e CFE.
Nota: Esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

In linea con quanto stabilito nella nuova Legge del Settore Elettrico, il Ministero dell'energia SENER ha presentato a giugno il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico 2015-2029 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei progetti in materia di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica necessari alla fornitura della domanda del periodo. Secondo le stime del Ministero, la domanda dovrebbe crescere tra il 3% ed il 4%, il che richiederà circa 60 GW di capacità aggiuntiva, di cui circa 32 GW di capacità "limpia" funzionali al raggiungimento del target del 35% di generazione da fonti non fossili al 2024.

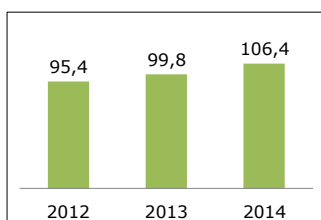
Il 2 giugno 2015 il Gestore del Mercato (CENACE) ha pubblicato le nuove linee guida per l'interconnessione degli impianti di generazione alla rete di trasmissione e distribuzione. Il documento dettaglia il processo amministrativo e le procedure per rispettare i requisiti infrastrutturali stabiliti nel PRODESEN.

Brasile

Il Brasile rappresenta il paese dell'America Latina con la maggiore capacità installata da fonti rinnovabili. Nel 2012, secondo il *Global Wind Energy Outlook 2012* (dato confermato anche nel 2014), l'offerta di energia da fonti rinnovabili in Brasile risulta ancora fortemente concentrata sull'idroelettrico (80% del totale), con il settore eolico e delle biomasse in rapida crescita.

Secondo il *World Energy Outlook 2013*, la capacità installata da fonti rinnovabili in Brasile sarà caratterizzata da un marcato incremento, attestandosi a 137 GW nel 2020⁸. In particolare, i maggiori contributi alla crescita proverranno dal settore idroelettrico (storicamente il più sviluppato) ed eolico (il quale si stima possa crescere esponenzialmente nei prossimi anni).

La capacità installata, nel 2014, è stimata essere pari a 106 GW, in crescita del 6% rispetto al dato dell'anno precedente.



Fonte: ANEEL, EPE.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

La capacità installata da fonte eolica si attesta nel 2014 a circa 4,9 GW (2,1 GW nel 2012 e 2,9 GW nel 2013), in forte crescita rispetto all'anno precedente (+70%).

Aspetti normativi e tariffari

Le date delle aste destinate alla fornitura dei clienti regolati, inizialmente previste a partire dal mese di luglio 2015, sono state modificate. Nello specifico si terrà il 21 agosto l'asta A-3 (inizialmente programmata per il 24 luglio) mentre è stata posticipata al 28 agosto la prima Asta di Riserva del 2015 riservata alla tecnologia solare. Infine, è in programma una seconda Asta di Riserva per il 13 novembre, che vedrà la partecipazione di capacità solare ed eolica. Tutte le aste assegneranno ai vincitori contratti pluriennali (20-30 anni) di fornitura dell'energia.

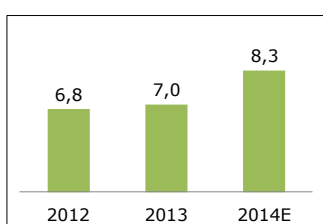
⁸ Include pompaggi puri.

Cile

A differenza di molti stati dell'America Latina, il Cile non presenta un'abbondante dotazione di fonti fossili e provvede al soddisfacimento della domanda interna di energia principalmente attraverso importazioni, pur possedendo un importante potenziale in termini di energie rinnovabili, per diverse tecnologie quali idroelettrico, eolico, solare e geotermico. Secondo le stime del *Global Wind Energy Outlook 2012*, queste ammontano al 2012 a meno dell'1% del mix di energie attualmente disponibile.

Nel mese di febbraio 2012, il governo cileno ha pubblicato un documento intitolato "*National Energy Strategy 2012-2030*" con l'obiettivo di conseguire importanti risultati in termini di efficienza energetica riducendo la domanda nazionale di energia del 12% al 2020, puntando al contempo sullo sviluppo delle energie rinnovabili.

Come mostra il grafico sottostante, al 2014, il Cile presenta una capacità installata da fonti rinnovabili pari ad oltre 8 GW, in aumento (+18%) rispetto al dato dell'anno precedente.



Fonte: Enerdata, EPIA e CNE.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

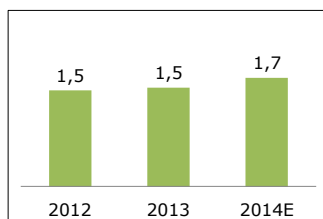
Aspetti normativi e tariffari

Il 21 aprile 2015 è stato pubblicato il Decreto N° 158 che disciplina il nuovo piano 2014 - 2015 in materia di sviluppo della Rete di Trasmissione nazionale. L'interconnessione tra i due principali mercati - SIC e SING - sarà realizzata da una controllata della società E-CL (Gruppo GDF) attraverso una nuova linea che collegherà le sottostazioni di Changos e Nueva Crusero Encuentros. Il decreto prevede la costruzione della linea entro il 2019.

Panama

Lo stato di Panama, pur non essendo un produttore o consumatore di energia di primo piano, mantiene un'importanza notevole per il commercio e il transito dell'energia grazie al controllo sul Canale di Panama e l'Oleodotto Trans-Panama. Ciò detto, la quota di generazione attribuibile a fonti rinnovabili rimane elevata, grazie soprattutto alla significativa capacità installata della tecnologia idroelettrica.

La capacità installata al 2014 si attesta a quota 1,7 GW (con una crescita di 0,2 GW rispetto al 2013).



Fonte: CEPAL, ASEP, Enerdat, IRENA.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

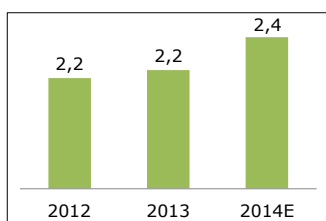
Aspetti normativi e tariffari

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

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

Costa Rica

Il Costa Rica, ad oggi, risulta essere uno dei Paesi più interessanti dell'America Centrale in termini di capacità installata da fonti rinnovabili, grazie al contributo prevalente della tecnologia idroelettrica. Le tecnologie rinnovabili giocano un ruolo di primo piano anche con riguardo alla generazione di energia elettrica, contribuendo per quasi l'85%. Si stima che la capacità installata rinnovabile abbia raggiunto nel 2014 i 2,4 GW.



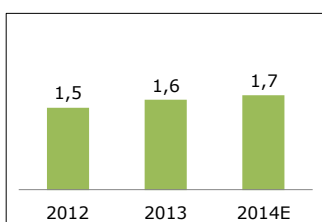
Fonte: CEPAL, ICE, Enerdata.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

Guatemala

Il Guatemala, uno dei paesi più popolati dell'America Centrale con oltre 15 milioni di abitanti, presenta una crescente domanda di energia ed un considerevole utilizzo di risorse rinnovabili (in particolare idroelettrico e biomassa) nel proprio mix energetico.

Nel 2014, la base installata da fonte rinnovabile ha raggiunto circa 2 GW, di cui circa il 60% derivante da fonte idroelettrica.



Fonte: Elaborazioni su dati CEPAL ed Enerdata.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

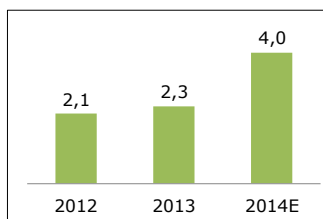
Secondo l'Energy Policy 2013-2027 il Paese ha stabilito un target di generazione da fonti rinnovabili pari all'80% nel 2027.

Sudafrica

Il Sudafrica presenta un mix energetico largamente incentrato sul carbone, esso infatti contribuisce per oltre il 90% alla produzione elettrica domestica.

Il governo ha tutta avviato un programma di sviluppo delle energie rinnovabili chiamato *Renewable Energy Independent Power Producer Program* (REIPPP) coerente con l'*Integrated Resource Plan* (IRP) 2010-2030, il quale prevede un incremento notevole della quota rinnovabile nel mix energetico nazionale.

Come evidenziato nel grafico sottostante, la capacità rinnovabile è cresciuta nel 2014 di circa 1,7 GW, corrispondente ad un'altissima crescita di circa il 74% rispetto al 2013.



Fonte: Enerdata. Elaborazioni su dati Enerdata e BNEF per il 2014.

Nota: Esclusi pompaggi puri.

Le tecnologie eolica e solare sono state le principali contributrici di questa crescita rappresentando insieme il 35% della capacità installata rinnovabile nel 2014 (dal 3% del 2013). L'idroelettrico resta la fonte di maggiore contribuzione.

Aspetti normativi e tariffari

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell'*Integrated Resource Plan 2010-2030*, approvata nel mese di maggio 2011, intende raggiungere 17,8 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030. Lo strumento principale per il raggiungimento di tale target è il REIPPPP (*Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme*), un sistema di gare su base d'asta avviato nel 2011, che mira a mettere in esercizio tra il 2014 e il 2020 circa 7 GW di nuova capacità rinnovabile (idroelettrica <40 MW, solare a concentrazione e fotovoltaico, eolica, biomassa, biogas e da gas da discarica). Attualmente sono previsti 5 Round di aste (*Bid Window*), 4 dei quali si sono già svolti, comportando l'assegnazione di più di 5000 MW. Nel mese di giugno 2015 è stato formalizzato un ulteriore "Round 4.5", che aumenterà la capacità complessivamente allocabile nell'ambito del REIPPPP di 1800 MW.

Dopo una fase di pre-qualifica, che riguarda aspetti tecnici e finanziari, i progetti qualificati vengono selezionati in base a due criteri: al prezzo offerto (peso 70%) e al contenuto di Economic Development (peso 30%). Quest'ultimo consta di una serie di parametri rivolti allo sviluppo economico del Paese, tra cui il "Local Content" e la creazione di posti di lavoro per i cittadini sudafricani, in particolare di colore. I vincitori hanno la possibilità di firmare un PPA (*Power Purchase Agreement*) della durata di 20 anni con l'utility nazionale Eskom, i cui pagamenti sono garantiti dal Governo.

Infine si attende nei prossimi mesi il *framework normativo* per la generazione distribuita e il *net metering*.

Risultati economici e patrimoniali per area di attività

Il Gruppo Enel Green Power si è dotato, a partire dal 24 aprile 2014, di una nuova struttura organizzativa che prevede l'organizzazione delle aree geografiche in:

- > Europa, che comprende l'Iberia oltre alle country precedentemente incluse nell'area Italia ed Europa;
- > America Latina;
- > Nord America.

I criteri per identificare i settori di attività attraverso i quali il Gruppo opera sono stati ispirati, tra l'altro, alle modalità attraverso le quali il più alto livello decisionale operativo rivede periodicamente i risultati del Gruppo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e ai fini della valutazione dei risultati stessi.

In particolare, nelle tabelle che seguono sono stati identificati i settori operativi nei quali il Gruppo opera sia in Italia sia all'estero e gli indicatori utilizzati dal *management* del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori per i periodi chiusi al 30 giugno 2015 e al 30 giugno 2014 in base alla struttura organizzativa sopra citata come previsto dall'IFRS 8.

Per ciascuno dei settori sopra indicati, nella presente sezione sono riportate le informazioni previste dalla Raccomandazione CONSOB del 18 Luglio 2013 n.0061493 destinata agli operatori del settore delle energie rinnovabili.

Primo semestre 2015

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.002	321	270	-	1.593	-	1.593
Ricavi intersettoriali	33	-	-	(33)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.035	321	270	(33)	1.593	-	1.593
Margine operativo lordo	718	166	194	-	1.078	-	1.078
Ammortamenti e perdite di valore	268	59	98	-	425	-	425
Utile operativo	450	107	96	-	653	-	653
Investimenti	275	569	129	-	973	-	973

Primo semestre 2014

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	947	263	200	-	1.410	-	1.410
Ricavi intersettoriali	33	-	-	(33)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	980	263	200	(33)	1.410	-	1.410
Margine operativo lordo	664	85	145	-	894	(5)	889
Ammortamenti e perdite di valore	247	24	49	-	320	-	320
Utile operativo	417	61	96	-	574	(5)	569
Investimenti	154	373	114	-	641	-	641

Variazione primo semestre

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	55	58	70	-	183	-	183
Ricavi intersettoriali	-	-	-	-	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	55	58	70	-	183	-	183
Margine operativo lordo	54	81	49	-	184	5	189
Ammortamenti e perdite di valore	21	35	49	-	105	-	105
Utile operativo	33	46	-	-	79	5	84
Investimenti	121	196	15	-	332	-	332

Secondo trimestre 2015

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	502	157	136	-	795	-	795
Ricavi intersettoriali	20	-	-	(20)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	522	157	136	(20)	795	-	795
Margine operativo lordo	363	79	100	-	542	-	542
Ammortamenti e perdite di valore	143	39	55	-	237	-	237
Utile operativo	220	40	45	-	305	-	305

Secondo trimestre 2014

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	447	135	108	-	690	-	690
Ricavi intersettoriali	16	-	-	(16)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	463	135	108	(16)	690	-	690
Margine operativo lordo	310	23	80	-	413	(5)	408
Ammortamenti e perdite di valore	123	12	25	-	160	-	160
Utile operativo	187	11	55	-	253	(5)	248

Variazione secondo trimestre

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	TOTALE
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	55	22	28	-	105	-	105
Ricavi intersettoriali	4	-	-	(4)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	59	22	28	(4)	105	-	105
Margine operativo lordo	53	56	20	-	129	5	134
Ammortamenti e perdite di valore	20	27	30	-	77	-	77
Utile operativo	33	29	(10)	-	52	5	57

Europa

Dati operativi

Si segnala che nell'ambito della struttura organizzativa del Gruppo, il Sud Africa è stato incluso nell'Area Europa.

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione
Idroelettrica	1.575	1.575	-	302	302	-
Geotermica	761	723	38	34	33	1
Eolica	3.201	3.379	(178)	159	170	(11)
Solare	269	221	48	83	66	17
Biomassa	39	23	16	5	4	1
Totale	5.845	5.921	(76)	583	575	8
- Italia	3.115	3.057	58	407	398	9
- Iberia	1.836	1.820	16	110	109	1
- Romania	534	534	-	13	13	-
- Grecia	308	290	18	50	42	8
- Francia	-	178	(178)	-	11	(11)
- Sud Africa	10	-	10	1	-	1
- Bulgaria	42	42	-	2	2	-

La capacità installata netta registra un decremento di 76 MW rispetto al 30 giugno 2014 riconducibile principalmente alla cessione della capacità eolica in Francia (178 MW), effetto che è stato parzialmente compensato dalla maggiore capacità solare (48 MW), derivante anche dall'acquisizione del controllo nella società EGP Solar Energy (48 MW), dall'incremento della capacità nel settore geotermico in Italia (38 MW) e della biomassa in Spagna (16 MW).

	2° trimestre			1° semestre		
	2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
2.016	2.227	(211)	Idroelettrica	3.539	4.100	(561)
1.437	1.385	52	Geotermica	2.876	2.724	152
1.625	1.625	-	Eolica	3.828	4.065	(237)
113	90	23	Solare	175	138	37
42	20	22	Biomassa	96	48	48
5.233	5.347	(114)	Totale	10.514	11.075	(561)
3.734	3.902	(168)	- Italia	7.104	7.462	(358)
1.026	963	63	- Iberia	2.317	2.492	(175)
308	261	47	- Romania	736	612	124
137	125	12	- Grecia	293	260	33
-	80	(80)	- Francia	-	210	(210)
5	-	5	- Sud Africa	9	-	9
23	16	7	- Bulgaria	55	39	16

La produzione di energia nel primo semestre 2015 ha registrato un decremento di 561 GWh rispetto al 30 giugno 2014 (11.075 GWh), sostanzialmente per effetto della minore disponibilità della risorsa idroelettrica in Italia (528 GWh), eolica in Iberia (196 GWh) nonché per la cessione della capacità eolica

in Francia (210 GWh). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento della produzione geotermica in Italia (151 GWh) e da biomassa in Spagna (48 GWh), in linea con la maggiore capacità installata, e della produzione eolica in Romania (117 GWh), Grecia (27 GWh) e Bulgaria (16 GWh) per effetto della maggiore disponibilità della risorsa.

Nel secondo trimestre del 2015 la produzione di energia elettrica ha invece registrato una riduzione di 114 GWh rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (5.347 GWh) sostanzialmente per effetto della minore disponibilità della risorsa idroelettrica in Italia (204 GWh), nonché per la cessione della capacità eolica in Francia (80 GWh). Tali effetti sono stati compensati dall'aumento della produzione geotermica in Italia (52 GWh) e da biomassa in Spagna (22 GWh), in linea con la maggiore capacità installata, e della produzione eolica in Romania (44 GWh), e Iberia (43 GWh) per effetto della maggiore disponibilità della risorsa.

Impianti non ancora operativi

Impianti in costruzione								
	MW				Numero di impianti			
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014
Idroelettrica	7	-	7	-	8	3	5	-
Geotermica	-	38	(38)	-	-	2	(2)	-
Eolica	207	30	177	20	3	2	1	2
Solare	314	-	314	149	4	-	4	2
Biomassa	20	75	(55)	21	2	6	(4)	5
Totale	548	143	405	190	17	13	4	9
- Italia	35	125	(90)	41	11	12	(1)	7
- Francia	-	18	(18)	-	6	1	5	-
- Sud Africa	513	-	513	149	-	-	-	2

Impianti autorizzati								
	MW				Numero di impianti			
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014
Idroelettrica	1	1	-	8	7	4	3	12
Eolica	154	209	(55)	199	7	3	4	2
Solare	-	314	(314)	165	-	4	(4)	2
Totale	155	524	(369)	372	14	11	3	16
- Italia	1	1	-	8	7	4	3	12
- Grecia	154	-	154	-	7	-	7	-
- Francia	-	10	(10)	-	-	1	(1)	-
- Sud Africa	-	513	(513)	364	-	6	(6)	4

I principali impianti in costruzione in Italia riguardano i settori biomassa, eolico e idroelettrico (principalmente i progetti di biomassa Finale Emilia per 15 MW e Cornia 2 per 5 MW, il progetto eolico Barile Venosa da 8 MW).

In Europa i principali impianti in costruzione in Sud Africa riguardano il settore solare (4 progetti per un totale di 314 MW) ed eolico (2 progetti per un totale di 199 MW).

I principali impianti autorizzati in Italia si riferiscono a progetti di rifacimento idroelettrico. In Europa il principale impianto autorizzato è presente in Grecia nel settore eolico (Kafireas 154 MW).

Risultati economici e patrimoniali

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
502	447	55	Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.002	947	55
20	16	4	Ricavi intersettoriali	33	33	-
522	463	59	Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.035	980	55
363	310	53	Margine operativo lordo	718	664	54
220	187	33	Utile operativo	450	417	33
			Dipendenti a fine periodo (n.) (*)	2.784	2.392	392
			Investimenti operativi	275	154	121

(*) Rispettivamente al 30 giugno 2015 e al 31 dicembre 2014

Risultati economici del primo semestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 1.002 milioni di euro, evidenziano un incremento di 55 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014 (947 milioni di euro) dovuto all'incremento degli altri ricavi (145 milioni di euro) che ha più che compensato la riduzione dei ricavi connessi alla vendita di energia (90 milioni di euro), principalmente riconducibile all'Italia (87 milioni di euro) per effetto della minore produzione idroelettrica; la variazione del periodo risente inoltre degli effetti derivanti dalla cessione di Enel Green Power France (19 milioni di euro), avvenuta a dicembre 2014. L'incremento degli altri ricavi (145 milioni di euro) si riferisce principalmente agli effetti conseguenti all'acquisizione del controllo di 3Sun (132 milioni di euro) e all'iscrizione dell'indennizzo previsto dall'accordo con STM (12 milioni di euro).

Il "Margine operativo lordo", pari a 718 milioni di euro, registra un incremento di 54 milioni di euro, rispetto al primo semestre 2014 (664 milioni di euro) e riflette l'andamento dei ricavi.

L'"Utile operativo", pari a 450 milioni di euro, evidenzia un incremento di 33 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014 per effetto del citato incremento del margine operativo lordo parzialmente compensato dalle svalutazioni di alcuni crediti (12 milioni di euro) principalmente in Iberia e dagli ammortamenti di 3SUN (5 milioni di euro) a seguito dell'acquisizione del controllo.

Risultati economici del secondo trimestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 502 milioni di euro, evidenziano un incremento di 55 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2014 dovuto all'incremento degli altri ricavi (101 milioni di euro) che ha più che compensato la riduzione dei ricavi connessi alla vendita di energia (46 milioni di euro), principalmente riconducibile all'Italia (51 milioni di euro) per effetto della minore produzione idroelettrica. L'incremento degli altri ricavi (101 milioni di euro) si riferisce principalmente agli effetti conseguenti all'acquisizione del controllo di 3Sun (94 milioni di euro).

Il "Margine operativo lordo", pari a 363 milioni di euro, registra un incremento di 53 milioni di euro, rispetto al secondo trimestre 2014 (310 milioni di euro) per effetto del citato incremento dei ricavi parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi, principalmente per l'acquisizione del controllo in 3Sun.

L'“Utile operativo”, pari a 220 milioni di euro, evidenzia un incremento di 33 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2014 (187 milioni di euro) parzialmente compensato dalle svalutazioni di alcuni crediti (12 milioni di euro) principalmente in Iberia e dagli ammortamenti di 3SUN (4 milioni di euro) a seguito dell'acquisizione del controllo.

Investimenti

Gli “Investimenti” del primo semestre 2015 ammontano a 275 milioni di euro (154 milioni di euro nel primo semestre 2014), di cui realizzati 123 milioni di euro in Italia (121 milioni di euro nel primo semestre 2014) e 152 milioni di euro nel Resto d'Europa (33 milioni di euro nel primo semestre 2014). Gli investimenti realizzati in Italia si riferiscono principalmente ad impianti geotermici per 52 milioni di euro (78 milioni di euro nel primo semestre 2014) e ad impianti idroelettrici per 30 milioni di euro (19 milioni di euro nel primo semestre 2014).

Nel resto d'Europa, gli investimenti si riferiscono principalmente alla realizzazione in Sud Africa di impianti eolici (75 milioni di euro) e solari (65 milioni di euro), non presenti nel primo semestre 2014.

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei “Fatti di rilievo” si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'area Europa.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo parco eolico in Italia

20 febbraio 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di un nuovo parco eolico, nei comuni di Barile e Venosa, in Provincia di Potenza, in Basilicata.

Con una capacità installata totale di 8 MW l'impianto di Barile Venosa, una volta in esercizio, sarà in grado di generare fino a oltre 22 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 1.800 famiglie italiane, evitando così l'emissione in atmosfera di quasi 9 mila tonnellate di CO2 all'anno. Per la realizzazione degli impianti è richiesto un investimento di oltre 11 milioni di euro. L'impianto godrà per la durata di 20 anni di una tariffa incentivata che Enel Green Power si è aggiudicata attraverso la partecipazione all'asta dedicata del 2014.

Al via i lavori per tre nuovi impianti in Sud Africa

10 marzo 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di tre impianti fotovoltaici (Aurora, Paleisheuwel, Tom Burke) in Sud Africa.

Con una capacità installata di 82,5 MW, il parco fotovoltaico di Aurora, nella provincia del Northern Cape, una volta realizzato e messo in esercizio sarà in grado di generare fino a oltre 168 GWh all'anno, equivalenti ai consumi di circa 53 mila famiglie sudafricane ed eviterà l'emissione in atmosfera di oltre 153 mila tonnellate di CO2 all'anno.

Il parco fotovoltaico di Paleisheuwel avrà una capacità installata di 82,5 MW e sarà costruito nella provincia del Western Cape. Una volta realizzato e messo in esercizio sarà in grado di generare fino a oltre 153 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 48 mila famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 140 mila tonnellate di CO2 all'anno.

Con una capacità installata di 66 MW, il parco fotovoltaico di Tom Burke, situato nella provincia del Limpopo, una volta realizzato e messo in esercizio sarà in grado di generare fino a 122 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 38 mila famiglie sudafricane, evitando così ogni anno l'emissione in atmosfera di oltre 111 mila tonnellate di CO2.

L'energia prodotta dagli impianti sarà venduta all'*utility* sudafricana Eskom, in base al diritto di concludere contratti per la fornitura di energia che Enel Green Power si è aggiudicata nell'ottobre 2013 nella terza fase della gara REIPPPP per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano.

Enel Green Power firma un accordo con la giapponese Marubeni per le rinnovabili nella regione Asia - Pacifico

1° aprile 2015 - Enel Green Power e la società nipponica Marubeni Corporation ("Marubeni") hanno firmato un *Memorandum of Understanding* ("MoU") della durata di due anni per valutare congiuntamente potenziali opportunità di *business* nel settore delle rinnovabili, principalmente nella regione dell'Asia - Pacifico.

La collaborazione si concentrerà su progetti nel geotermico, eolico, solare e idroelettrico in particolar modo nelle Filippine, Thailandia, India, Indonesia, Vietnam, Malesia e Australia, nonché in altre aree che potranno essere individuate in una fase successiva. L'accordo prevede che vengano presi in considerazione soltanto progetti in fase di sviluppo, escludendo, pertanto, quelli in via di costruzione o già operativi.

Il MoU sarà implementato attraverso accordi di sviluppo mirati a stabilire la struttura dei progetti. Per ciascun accordo Enel Green Power e Marubeni creeranno una *joint venture* per realizzare, detenere e gestire i progetti individuati. La struttura di ciascuna *joint venture* assicurerà ad Enel Green Power la partecipazione di controllo.

In base al MoU, Enel Green Power e Marubeni creeranno anche un gruppo di lavoro congiunto per scambiarsi regolarmente informazioni e dati sulle opportunità di sviluppo dei progetti.

Marubeni è uno dei maggiori gruppi giapponesi integrati nel *trading* e investimenti, attivo nei settori dell'energia, alimentazione, chimica, minerario, albericoltura, ICT e immobiliare.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Sud Africa

17 aprile 2015 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione del nuovo impianto eolico di Nojoli, nella provincia di Eastern Cape, in Sud Africa.

Con una capacità installata totale di 88 MW, il nuovo parco eolico sarà in grado di generare, una volta in esercizio, oltre 275 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 86 mila famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 251 mila tonnellate di CO2 all'anno.

L'energia prodotta dal nuovo impianto sarà venduta all'*utility* sudafricana Eskom in base ad un contratto per la fornitura di energia di durata ventennale, che Enel Green Power si è aggiudicata, nel mese di ottobre 2013, nell'ambito del programma REIPPPP promosso dal Governo Sudafricano.

Enel Green Power entra in Turchia con l'aggiudicazione di energia solare in una gara pubblica

7 maggio 2015 - Enel Green Power ha fatto il suo ingresso nel mercato delle rinnovabili in Turchia dopo essersi aggiudicata, attraverso la società interamente controllata Vektor S.A, il diritto di concludere, con una controllata dell'*utility* turca TEIAS, un contratto per la fornitura di energia per 23 MW con il progetto fotovoltaico di Isparta. Enel Green Power si è aggiudicata tutti i 23 MW di capacità offerti da TEIAS in una gara pubblica per la regione Isparta nel sud-ovest della Turchia. L'energia prodotta dal nuovo impianto di Isparta sarà venduta ad una controllata dell'*utility* turca TEIAS come parte del regime di *feed-in-tariff* del governo turco.

Il parco di Isparta, che sarà completato ed entrerà in esercizio nel 2018, sarà in grado di generare oltre 35 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Enel Green Power e Tesla insieme per lo sviluppo delle batterie per impianti eolici e fotovoltaici

12 maggio 2015- Enel Green Power e Tesla hanno finalizzato un accordo per testare l'integrazione dei sistemi stazionari di accumulo di energia Tesla negli impianti eolici e fotovoltaici di Enel Green Power. L'accordo mira ad aumentare la produzione degli impianti di Enel Green Power e a fornire servizi avanzati per una migliore integrazione delle energie rinnovabili con la rete. L'inizio della collaborazione tra le Società prevede la selezione di un primo sito pilota per l'installazione di un sistema di accumulo di Tesla da 1,5 MW di potenza e 3MWh di capacità di stoccaggio.

L'accordo rientra in un più ampio MoU esistente tra le due Società che prevede l'integrazione di sistemi di energia Tesla nel *business* Enel e lo sviluppo della mobilità elettrica, e si colloca inoltre nell'ambito del programma complessivo di sperimentazione di Enel Green Power sui sistemi di *storage* stazionario, con progetti pilota in fase avanzata di implementazione che coinvolgono altri importanti *player* mondiali del settore, quali Fiamm, General Electric, Samsung SDI e Toshiba.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto solare in Sud Africa

21 maggio 2015 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione del nuovo impianto solare di Pulida, nella provincia di Free State, in Sud Africa.

Con una capacità installata totale di 82,5 MW, il nuovo impianto solare sarà in grado di generare, una volta in esercizio, oltre 150 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 48 mila famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 138 mila tonnellate di CO₂ all'anno. L'energia prodotta dal nuovo impianto sarà venduta all'*utility* sudafricana Eskom in base ad un contratto per la fornitura di energia di durata ventennale, che Enel Green Power si è aggiudicata, nel mese di ottobre 2013, nell'ambito del programma REIPPPP promosso dal Governo Sudafricano.

America Latina

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione
Idroelettrica	732	732	-	33	33	-
Eolica	1.089	551	538	20	12	8
Solare	167	12	155	7	2	5
Totale	1.988	1.295	693	60	47	13
- Panama	312	300	12	2	1	1
- Messico	495	197	298	9	6	3
- Guatemala	163	163	-	5	5	-
- Cile	586	284	302	10	5	5
- Brasile	377	296	81	31	27	4
- Costa Rica	55	55	-	3	3	-

La capacità installata netta registra un incremento pari a 693 MW rispetto al 30 giugno 2014 principalmente nel settore eolico in Messico (298 MW), in Cile (160 MW) e in Brasile (80 MW) e nel settore solare in Cile (142 MW).

	2° trimestre			1° semestre		
	2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
828	643	185	Idroelettrica	1.772	1.365	407
599	219	380	Eolica	1.197	506	691
56	1	55	Solare	119	1	118
1.483	863	620	Totale	3.088	1.872	1.216
409	142	267	- Panama	964	471	493
263	144	119	- Messico	562	341	221
112	172	(60)	- Guatemala	235	298	(63)
345	212	133	- Cile	610	371	239
295	143	152	- Brasile	590	297	293
59	50	9	- Costa Rica	127	94	33

La produzione di energia nel primo semestre 2015 presenta un incremento sostanzialmente riconducibile alla maggior produzione eolica in Brasile (311 GWh), in Messico (218 GWh) e in Cile (161 GWh) principalmente per effetto della maggiore capacità installata. La produzione da fonte idroelettrica si incrementa prevalentemente per effetto della maggiore disponibilità della risorsa nella Repubblica di Panama (491 GWh) ed in Costa Rica (32 GWh), parzialmente compensata dal decremento registrato in Guatemala (63 GWh) ed in Cile (39 GWh).

Nel secondo trimestre 2015 la produzione di energia elettrica ha registrato un incremento principalmente riconducibile all'aumento della produzione eolica in Brasile, Cile e Messico ed idroelettrica nella Repubblica di Panama, solo in parte compensato dalla minore produzione idroelettrica registrata in Guatemala.

Impianti non ancora operativi

Impianti in costruzione

	MW				Numero di impianti			
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014
Idroelettrica	152	152	-	152	4	4	-	4
Geotermica	38	-	38	-	1	-	1	-
Eolica	284	381	(97)	403	8	6	2	7
Solare	347	124	223	31	5	3	2	3
Totale	821	657	164	586	18	13	5	14
- <i>Cile</i>	486	223	263	79	6	4	2	2
- <i>Messico</i>	4	202	(198)	202	1	2	(1)	2
- <i>Costa Rica</i>	50	50	-	50	1	1	-	1
- <i>Brasile</i>	231	182	49	193	9	6	3	7
- <i>Panama</i>	-	-	-	12	-	-	-	1
- <i>Uruguay</i>	50	-	50	50	1	-	1	1

Impianti autorizzati

	MW				Numero di impianti			
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014
Eolica	693	329	364	52	5	7	(2)	2
Solare	254	12	242	347	1	3	(2)	5
Totale	947	341	606	399	6	10	(4)	7
- <i>Cile</i>	112	61	51	360	1	1	-	4
- <i>Messico</i>	229	100	129	39	2	1	1	-
- <i>Brasile</i>	606	130	476	-	3	7	(4)	3
- <i>Uruguay</i>	-	50	(50)	-	-	1	(1)	-

I principali impianti in costruzione sono presenti in Brasile nel settore eolico (Dois Riachos 30 MW e Damascena - Manicoba - Esperanca per 88 MW), idroelettrico (Apiacas 102 MW) e nel settore solare (Pernambuco 11 MW), in Cile nei settori solare (Carrera Pinto 97 MW, Pampa Norte 79 MW, Finis Terrae 160 MW), eolico (Los Buenos Aires 24 MW e Renaico 88 MW), geotermico (Cerro Pabellon 38 MW), in Costa Rica nel settore idroelettrico (Chucas 50 MW) e in Uruguay nel settore eolico (Melowind 50 MW).

I principali impianti autorizzati sono presenti in Cile nel settore eolico (Sierra Gorda 112 MW), in Messico nel settore eolico (Palo Alto 129 MW, Vientos del Altiplano 100 MW), in Brasile nei settori eolico (Delfina 180 MW, Morro do Chapeu 172 MW) e solare (Ituverava 254 MW).

Risultati economici e patrimoniali

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
157	135	22	Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	321	263	58
-	-	-	Ricavi intersettoriali	-	-	-
157	135	22	Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	321	263	58
79	23	56	Margine operativo lordo	166	85	81
40	11	29	Utile operativo	107	61	46
			Dipendenti a fine periodo (n.) (*)	1.001	875	126
			Investimenti operativi	569	373	196

(*) Rispettivamente al 30 giugno 2015 e al 31 dicembre 2014

Risultati economici del primo semestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 321 milioni di euro, sono in incremento di 58 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 43 milioni di euro) rispetto al primo semestre del 2014, per effetto principalmente di un aumento dei ricavi connessi alla vendita di energia (60 milioni di euro), principalmente in Cile (31 milioni di euro), in Brasile (10 milioni di euro), in Messico (10 milioni di euro) e Costa Rica (7 milioni di euro), in linea con l'incremento della produzione.

Il "Margine operativo lordo", pari a 166 milioni di euro, registra un incremento di 81 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014 (tenuto anche conto di un effetto cambi positivo di 26 milioni di euro), per effetto del citato incremento dei ricavi e dal decremento dei costi operativi connessi all'acquisto di energia (pari a 69 milioni di euro) in Panama e Brasile, parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in Brasile, Cile e Messico (pari a 37 milioni di euro).

L'"Utile operativo", pari a 107 milioni di euro, registra un incremento di 46 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2014 (pari a 61 milioni di euro), per effetto del citato incremento del margine operativo lordo, parzialmente compensato dall'incremento degli ammortamenti (pari a 27 milioni di euro) legati alla maggiore capacità installata ed adeguamenti di valore di specifici progetti principalmente in Cile (7 milioni di euro).

Risultati economici del secondo trimestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 157 milioni di euro, registrano un incremento di 22 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (pari a 135 milioni di euro), per l'effetto principalmente di un aumento dei ricavi connessi alla vendita di energia in Cile (14 milioni di euro) e Messico (8 milioni di euro), in linea con l'incremento della produzione, tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 20 milioni di euro.

Il "Margine operativo lordo", pari a 79 milioni di euro, registra un incremento di 56 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (pari a 23 milioni di euro), tenuto conto di un effetto cambi positivo di 13 milioni di euro, principalmente riconducibile al citato incremento dei ricavi (22 milioni di euro) ed al decremento dei costi per acquisto di energia in Panama e Brasile (pari a 54 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento dei costi operativi connessi alla maggiore capacità installata in Brasile, Cile e Messico (22 milioni di euro).

L'“Utile operativo”, pari a 40 milioni di euro, presenta un incremento di 29 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2014 (11 milioni di euro); il citato incremento del margine operativo lordo è stato infatti parzialmente compensato dai maggiori ammortamenti connessi alla maggiore capacità installata in Cile, Brasile e Messico (18 milioni di euro) e dagli adeguamenti di valore (7 milioni di euro) di alcuni specifici progetti principalmente in Cile.

Investimenti

Gli “Investimenti” del primo semestre del 2015 ammontano a 569 milioni di euro (373 milioni di euro nello stesso periodo dell'esercizio precedente) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici in Brasile per 124 milioni di euro (91 milioni di euro nel primo semestre 2014), in Cile per 88 milioni di euro (72 milioni di euro nel primo semestre 2014), in Messico per 55 milioni di euro (98 milioni di euro nel primo semestre 2014) ed in Uruguay 26 milioni di euro (non presenti nel primo semestre 2014), ad impianti idroelettrici in Costa Rica per 69 milioni di euro (22 milioni di euro nel primo semestre 2014) ed in Brasile per 49 milioni di euro (13 milioni di euro nel primo semestre del 2014); nonché di impianti solari in Cile per 109 milioni di euro (72 milioni di euro nel primo semestre 2014) ed in Panama per 12 milioni di euro (non presenti nel primo semestre 2014).

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei “Fatti di rilievo” si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'Area America Latina.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di due impianti fotovoltaici in Brasile

19 febbraio 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di due nuovi impianti fotovoltaici nella municipalità di Tacaratu, nello stato di Pernambuco, nel nord-est del Brasile. Nella stessa area, Enel Green Power possiede e gestisce Fontes dos Ventos, un impianto eolico da 80 MW, a cui, una volta costruiti, saranno collegati entrambi gli impianti fotovoltaici.

Con una capacità installata totale di 11 MW Fontes Solar I e II costituiscono il più grande parco fotovoltaico di Enel Green Power in Brasile e, una volta in esercizio, saranno in grado di generare fino a oltre 17 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 90 mila famiglie brasiliane, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 5 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

Per la realizzazione degli impianti è richiesto un investimento di circa 18 milioni di dollari USA.

A entrambi i progetti è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia prodotta dagli impianti (PPA), che sarà consegnata ai clienti finali dello stato di Pernambuco, in base alla gara che Enel Green Power si è aggiudicata nel dicembre 2013.

Entrata in esercizio dell'impianto eolico di Talinay Poniente

11 marzo 2015 – Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il parco eolico di Talinay Poniente situato nella regione di Coquimbo in Cile.

Il nuovo parco eolico, composto da 32 turbine eoliche, per una capacità installata totale di 61 MW, è in grado di generare fino a oltre 160 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 60 mila famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 130 mila tonnellate di CO₂. La realizzazione del parco eolico ha richiesto un investimento complessivo di circa 140 milioni di dollari statunitensi.

Al progetto sono associati contratti di vendita di energia per la fornitura di clienti regolati, in base alla gara, realizzata per il SIC (Sistema Interconnesso Centrale) da 26 aziende distributrici, che Enel Green Power si è aggiudicata a fine 2013.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione del nuovo impianto fotovoltaico di Pampa Norte in Cile

4 maggio 2015 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione del parco fotovoltaico di Pampa Norte, situato nel comune di Taltal, nella regione di Antofagasta, in Cile.

Con una capacità installata totale di 79 MW, il nuovo parco sarà in grado di generare, una volta in esercizio, più di 200 GWh all'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 100 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

All'impianto sarà associato un contratto a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (PPA) con Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile). L'energia generata dall'impianto sarà consegnata alla rete di trasmissione della regione centrale cilena SIC (Sistema Interconectado Central).

Enel Green Power: entra in esercizio un nuovo impianto fotovoltaico in Cile

5 maggio 2015 - Enel Green Power ha completato e connesso alla rete l'impianto fotovoltaico di Lalackama II nella regione di Antofagasta, in Cile.

Il nuovo impianto, con una capacità installata complessiva di 18 MW è in grado di generare circa 50 GWh all'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di circa 23 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

All'impianto è associato un contratto di vendita dell'energia prodotta per la fornitura a clienti privati.

L'energia generata da Lalackama II sarà consegnata alla rete di trasmissione della regione centrale cilena SIC (Sistema Interconectado Central).

Enel Green Power entra in esercizio il primo impianto fotovoltaico a Panama

19 maggio 2015- Enel Green Power ha completato e connesso alla rete l'impianto di Chiriquí, il primo parco fotovoltaico della società a Panama. Chiriquí si trova a 400 km ad ovest di Panama City e a 90 km da Fortuna, l'impianto idroelettrico di Enel Green Power.

Con una capacità installata complessiva di 12 MW, l'impianto è in grado di generare oltre 19 GWh all'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di circa 15 mila tonnellate di CO₂ all'anno. L'energia generata da Chiriquí sarà acquistata dall'impianto idroelettrico di Fortuna e contribuirà alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e dell'equilibrio dei prezzi del mercato elettrico di Panama, in particolare durante la stagione arida.

Chiriquí è costituito da 39.640 moduli fotovoltaici distribuiti su una superficie di 23.000 ettari. La capacità dell'impianto si aggiunge ai 300 MW che Enel Green Power gestisce già in Panama attraverso Fortuna, che nel 2014 ha generato circa 1,1 TWh.

Nord America

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti		
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione
Idroelettrica	317	317	-	63	63	-
Eolica	1.666	1.516	150	29	28	1
Geotermica	72	72	-	3	3	-
Solare	28	28	-	3	-	-
Totale	2.083	1.933	150	98	2	1

La capacità installata netta registra un incremento di 150 MW rispetto al 30 giugno 2014 e si riferisce sostanzialmente all'entrata in esercizio dell'impianto di Origin (150 MW) avvenuta nel terzo trimestre 2014.

Produzione di energia (GWh)					
2° trimestre			1° semestre		
2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
266	303	(37)	475	543	(68)
1.423	1.424	(1)	2.875	2.739	136
95	99	(4)	209	218	(9)
13	14	(1)	23	24	(1)
1.797	1.840	(43)	3.582	3.524	58

L'incremento della produzione di energia realizzata principalmente nel settore eolico è da ricondurre sostanzialmente alla maggiore capacità installata, parzialmente compensato da una leggera flessione della produzione idroelettrica a fronte di una minore risorsa in entrambi i periodi di riferimento.

Impianti non ancora operativi

Impianti in costruzione								
	MW				Numero di impianti			
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014
Eolica	274	150	124	200	2	1	1	1
Totale	274	150	124	200	2	1	1	1

Impianti autorizzati								
	MW				Numero di impianti			
	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014	al 30.06.2015	al 30.06.2014	Variazione	2014
Eolica	-	200	(200)	74	-	1	(1)	1
Totale	-	200	(200)	74	-	1	(1)	1

Il principali impianti in costruzione nel settore eolico sono Goodwell (200 MW) e Little Elk (74 MW).

Risultati economici e patrimoniali

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2015	2014	Variazione		2015	2014	Variazione
136	108	28	Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	270	200	70
-	-	-	Ricavi intersettoriali	-	-	-
136	108	28	Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	270	200	70
100	80	20	Margine operativo lordo	194	145	49
45	55	(10)	Utile operativo	96	96	-
			Dipendenti a fine periodo (n.) (*)	372	342	30
			Investimenti operativi	129	114	15

(*) Rispettivamente al 30 giugno 2015 e al 31 dicembre 2014

Risultati economici del primo semestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 270 milioni di euro, registrano un incremento di 70 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 50 milioni di euro) rispetto al primo semestre 2014 (200 milioni di euro) per effetto principalmente dei maggiori ricavi per vendita di energia elettrica (17 milioni di euro) e da *tax partnership* (22 milioni di euro), in linea con l'incremento della produzione, e dall'incremento degli altri ricavi (31 milioni di euro) inclusivi degli effetti della cessione di alcuni asset.

Il "Margine operativo lordo", pari a 194 milioni di euro, registra un incremento di 49 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 36 milioni di euro) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (145 milioni di euro) per effetto principalmente del citato incremento dei ricavi, parzialmente compensato dall'incremento dei costi del personale e operativi connessi principalmente alla maggiore capacità installata.

L'"Utile operativo", pari a 96 milioni di euro, è in linea rispetto al primo semestre 2014 (pari a 96 milioni di euro). Il citato incremento del margine operativo lordo (49 milioni di euro) è stato infatti interamente compensato dai maggiori ammortamenti del periodo (19 milioni di euro) riconducibili alla maggiore capacità installata ed alle perdite di valore (30 milioni di euro) legate agli adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti.

Risultati economici del secondo trimestre

I "Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio commodity", pari a 136 milioni di euro, registrano un incremento di 28 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2014 (108 milioni di euro) per effetto principalmente dei ricavi per vendita di energia elettrica e da *tax partnership* (13 milioni di euro), tenuto conto dell'effetto cambi positivo per 26 milioni di euro, e dell'incremento degli altri ricavi (pari a 15 milioni di euro).

Il "Margine operativo lordo", pari a 100 milioni di euro, registra un incremento di 20 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (80 milioni di euro, tenuto conto di un effetto cambi positivo di 19 milioni di euro) principalmente riconducibile al citato incremento dei ricavi, parzialmente

compensato dall'incremento dei costi operativi e del personale connessi principalmente alla maggiore capacità installata.

L'“Utile operativo”, pari a 45 milioni di euro, registra un decremento di 10 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2014 (pari a 55 milioni di euro) per effetto del citato incremento del margine operativo lordo più che compensato dall'incremento degli ammortamenti (7 milioni di euro) e dalle perdite di valore (23 milioni di euro) legate ad adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti.

Investimenti

Gli “Investimenti” del primo semestre 2015 sono pari a 129 milioni di euro (114 milioni di euro nel primo semestre 2014) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici per 118 milioni di euro (108 milioni di euro nel primo semestre 2014).

Eventi di rilievo

A completamento degli eventi già riportati nei “Fatti di rilievo” si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'Area Nord America.

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

12 gennaio 2015 - Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc. (EGP-NA), ha esteso l'accordo quadro finalizzato allo sviluppo di impianti eolici in USA sottoscritto con Vestas alla fine del 2013.

Tale accordo prevedeva la fornitura da parte della società danese di turbine eoliche che hanno sostenuto e continueranno a supportare il successo della crescita di EGP-NA negli Stati Uniti.

La capacità eolica ancora da sviluppare prevista dall'accordo originario, unitamente a quella inclusa nell'estensione dell'accordo, consentirà a EGP-NA la qualificazione per i “Federal Production Tax Credits” (PTC) di futuri progetti eolici fino a circa 1 GW di capacità complessiva.

La capacità di EGP-NA di qualificarsi per questi incentivi federali è il risultato dei rilevanti investimenti effettuati in maniera continuativa dalla società negli Stati Uniti e della decisione del Congresso Usa di estendere i PTC, come parte del “Tax Increase Prevention Act” del 2014, divenuto legge nel mese di dicembre 2014.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico negli Usa

24 marzo 2015 - Enel Green Power, attraverso la sua controllata EGP-NA, ha avviato i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Oklahoma, USA. Il parco di Little Elk, situato nelle contee di Kiowa e Washita, vicino a quello di Rocky Ridge (150 MW), con una capacità installata totale di 74 MW, sarà in grado di generare, una volta in esercizio, fino a 330 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di oltre 27 mila famiglie americane, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 150 mila tonnellate di CO2 all'anno. La realizzazione del parco eolico richiede un investimento complessivo di circa 130 milioni di dollari statunitensi. All'impianto, la cui entrata in esercizio è prevista per fine 2015, è associato un contratto d'acquisto dell'energia che sarà prodotta (PPA), della durata di 25 anni, con la *People's Electric Cooperative of Oklahoma* (PEC).

Principali rischi ed incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo Enel Green Power è esposto a diverse tipologie di rischi, ed in particolare a rischi di mercato, rischio di credito, rischio di liquidità e rischio di volume.

La strategia di *risk management* del Gruppo è rivolta a contenere l'esposizione a tali rischi mediante idonee e mirate politiche di gestione che prevedono attività di analisi, monitoraggio e controllo dei rischi stessi.

Rischi di mercato

Il Gruppo, nell'esercizio della propria attività di holding industriale, è esposto a diversi rischi di mercato ed in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle *commodity*.

Per mitigare tali esposizioni all'interno dei limiti definiti all'inizio dell'esercizio nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, le Società del Gruppo stipulano contratti derivati *over the Counter (OTC)* nei confronti del mercato ed all'interno del Gruppo Enel; in particolare in Italia, la controparte interna per le operazioni in derivati su *commodity* è Enel Trade SpA, mentre per le operazioni in derivati su tasso di interesse e di cambio è la Capogruppo Enel SpA.

Il Gruppo non stipula contratti derivati ai fini speculativi.

Le operazioni in derivati possono essere designate come di *Cash Flow Hedge (CFH)*, qualora se ne ravvisi l'opportunità e siano soddisfatti i requisiti formali previsti dallo IAS 39, altrimenti sono classificate come di *Trading*.

Rischio tasso di interesse

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l'impatto che potrebbe verificarsi sul conto economico conseguentemente ad un aumento dei tassi di interesse di mercato.

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

Il mantenimento del livello desiderato del rapporto di copertura del debito è raggiunto anche attraverso l'utilizzo di varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap*. Le coperture in derivati possono essere effettuate anche in anticipo rispetto a future emissioni obbligazionarie (c.d. operazioni di pre-hedge), ove la Società decida di fissare anticipatamente il costo di indebitamento. In base all'analisi dell'indebitamento finanziario a lungo termine del Gruppo, si rileva come questo sia per il 38% indicizzato a tasso variabile (39% al 31 dicembre 2014).

Prendendo a riferimento l'indebitamento netto a lungo termine, la quota indicizzata a tasso variabile risulta pari al 33% (35% al 31 dicembre 2014); tale esposizione si riduce al 16% (16% al 31 dicembre 2014) considerando le coperture effettuate mediante operazioni in derivati designati di cash flow hedge.

Al 30 giugno 2015 se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 25 punti base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di circa 18 milioni di euro (17 mln euro al 31 dicembre 2014) a seguito dell'incremento del fair value dei derivati su tassi di CFH. Al 30 giugno 2015 se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 25 punti base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di circa 18 milioni di euro (17 mln euro al 31 dicembre 2014) a seguito del decremento del fair value dei derivati su tassi di CFH.

L'impatto negativo (positivo) in termini di maggiori (minori) oneri finanziari annui rivenienti dall'ammontare non coperto del debito netto a medio lungo termine è stimabile in circa 2,2 milioni di euro.

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, EGP stipula con Enel SpA contratti *forward* allo scopo di coprire le esposizioni derivanti da tali flussi. In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 30% (24% al 31 dicembre 2014) dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro, quasi interamente riferibile ad indebitamento denominato nella valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrica della posizione debitoria.

Al 30 giugno 2015, se il tasso di cambio dell'euro verso le altre divise si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di circa 1 milione di euro (non presente al 31 dicembre 2014) a seguito del decremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso le altre divise a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 1,3 milioni di euro (non presente al 31 dicembre 2014) a seguito dell'incremento del fair value netto dei derivati su cambi di cash flow hedge.

Rischi di prezzo

Per la natura del proprio business il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, nonché alle modifiche del quadro regolatorio di riferimento.

Per mitigare l'esposizione al rischio di prezzo il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'energia prodotta, mediante contratti a lungo, medio e breve termine, secondo le prassi commerciali in uso nei diversi paesi nei quali il Gruppo opera. 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. Il Gruppo è esposto solo in misura marginale alle variazioni dei prezzi dei combustibili.

Con riferimento al rischio di variazioni impreviste delle regole di funzionamento dei settori regolamentati che possono incidere sul valore della produzione, il Gruppo opera un presidio costante dei 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.

Rischio di credito

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

Al fine di minimizzare il rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede la valutazione del merito di credito delle controparti - in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni - e il monitoraggio strutturato delle esposizioni al rischio, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere anche rispetto a valori soglia predefiniti (limiti). Per mitigare ulteriormente il rischio di credito è prevista la richiesta di opportune garanzie.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è definito come il rischio che il Gruppo non sia in grado di far fronte ai suoi obblighi alla scadenza prevista; a tal fine le politiche di controllo e gestione del rischio di liquidità in essere nel Gruppo Enel Green Power, garantiscono il mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso ad ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte ad eventuali impegni inattesi.

Rischio paese

Il Gruppo Enel Green Power è caratterizzato da una rilevante presenza internazionale, articolata su più continenti ed estesa dall'est europa ai Paesi dell'America Latina, generando ricavi da fonte estera per circa il 60% dell'ammontare totale.

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

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

Rischi di volume

I volumi di produzione sono soggetti a variabilità, sia a causa della naturale variabilità delle fonti di produzione, sia a causa di eventuali indisponibilità degli impianti.

La diversificazione tecnologica e geografica del parco di produzione del Gruppo consente di mitigare la naturale variabilità nella disponibilità delle fonti idroelettrica, eolica e solare, che come noto varia in funzione delle condizioni climatiche dei siti nei quali si trovano gli impianti. Una significativa quota di produzione da fonte geotermica, non soggetta a variabilità climatica, contribuisce alla mitigazione del rischio volume.

Il rischio legato ad eventuali malfunzionamenti degli impianti, o eventi accidentali avversi che ne compromettano temporaneamente la funzionalità, viene mitigato ricorrendo alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, nonché applicando le migliori *best practice* internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, finalizzati alla copertura di un ampio spettro di rischi operativi, incluse eventuali perdite economiche da mancata produzione.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il 2015 è un anno sfidante per il Gruppo chiamato ad arginare la contrazione dei prezzi sui principali mercati europei. Enel Green Power ha pianificato un incremento della capacità installata prevalentemente in quei paesi emergenti caratterizzati da abbondanti risorse rinnovabili, stabilità del sistema regolatorio ed elevata crescita economica, attraverso un mix equilibrato di tecnologie.

Nel corso del secondo semestre 2015 inoltre si proseguirà nella ricerca di nuove opportunità di crescita in paesi con un ampio potenziale di sviluppo, sempre con l'obiettivo di incrementare la diversificazione geografica e massimizzare il valore creato.

Contestualmente alla crescita, il Gruppo proseguirà nell'azione di razionalizzazione dei costi operativi attraverso una gestione diretta ed efficiente del parco impianti, massimizzazione della disponibilità attraverso l'ottimizzazione degli interventi e il perseguimento di economie di scala in modo particolare nell'ambito del *procurement*.

Nell'ottica di ottimizzazione del portafoglio, Enel Green Power sta valutando l'interesse e la convenienza della cessione del parco impianti portoghese.

Il Gruppo proseguirà inoltre il proprio impegno nel settore della ricerca e dello sviluppo di tecnologie innovative, ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e alla *safety*.

Informativa sulle parti correlate

Si evidenzia che, nel primo semestre 2015, è stata approvata un'operazione relativa alla vendita di energia elettrica tra Enel Green Power SpA ed Enel Finance International qualificata come operazione ordinaria con parte correlata di maggiore rilevanza a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard.

Tale operazione rientra nelle ipotesi di esenzione di cui all'art. 13, comma 3, lett. c), del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla CONSOB con Delibera n.17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche ("Regolamento Parti Correlate") e della procedura al riguardo adottata da Enel Green Power SpA in attuazione del regolamento stesso.

In quanto tale, essa non è, dunque, soggetta agli obblighi di pubblicazione previsti per le operazioni con parti correlate di maggiore rilevanza dall'art. 5, commi da 1 a 7, del Regolamento Parti Correlate. Secondo quanto previsto dal richiamato art. 13, comma 3, lett. c), l'operazione è stata oggetto di specifica comunicazione alla CONSOB.

Di seguito si riepilogano le principali caratteristiche dell'operazione:

Parte dell'operazione: Enel Green Power SpA;

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV;

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA;

Oggetto e corrispettivo dell'operazione: contratto di finanziamento a lungo termine (*Loan Facility Agreement*) per un importo di 500 milioni di euro. Le condizioni del contratto di finanziamento sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti.

**BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE
ABBREVIATO DEL GRUPPO ENEL GREEN POWER**

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2015	di cui con parti correlate	2014	di cui con parti correlate
Ricavi e proventi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4.a	1.183	452	1.088	422
Altri ricavi e proventi	4.b	410	174	277	195
	[Subtotale]	1.593		1.365	
Costi					
Acquisti energia e altri combustibili	5.a	86	14	159	30
Servizi e altri materiali	5.b	267	42	227	45
Costo del personale	5.c	145		123	
Ammortamenti e perdite di valore	5.d	425		320	
Altri costi operativi	5.e	77	-	59	5
Costi per lavori interni capitalizzati		(60)		(52)	
	[Subtotale]	940		836	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	6	-	1	45	46
Utile operativo		653		574	
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	7	(58)	(67)	(7)	(6)
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	8	(71)	(76)	(128)	(83)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9	6		28	
Utile prima delle imposte		530		467	
Imposte	10	133		139	
Risultato delle continuing operations		397		328	
Risultato delle discontinued operations(*)	26	-		(5)	
Utile del periodo		397		323	
Quota di pertinenza del Gruppo		342		293	
Interessenze di minoranza		55		30	
Utile per azione: base e diluito (in euro)	11	0,07		0,06	
Utile delle continuing operations: base e diluito (in euro)		0,07		0,06	
Utile delle discontinued operations: base e diluito (in euro)		-		-	

(*) Il risultato delle discontinued operations è interamente di pertinenza del Gruppo.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2015	2014
Utile del periodo rilevato a Conto economico		397	323
<i>Altre componenti di conto economico complessivo:</i>			
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) del periodo (a)		-	-
Utile/(Perdita) su derivati cash flow hedge		(2)	(7)
Quota di utile/(perdita) rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		5	(4)
Utile/(Perdita) da differenze cambio		196	88
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) del periodo (b)		199	77
Utile/(Perdita) del periodo rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale) (a+b)	27	199	77
Totale utile rilevato nel periodo		596	400
- Quota di pertinenza del Gruppo		525	375
- Interessenze di minoranza		71	25

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
		30.06.2015	<i>di cui con parti correlate</i>	31.12.2014	<i>di cui con parti correlate</i>
ATTIVITÀ					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	12	14.475		13.329	
Attività immateriali	13	1.353		1.378	
Avviamento	14	913		871	
Attività per imposte anticipate	15	507		326	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	340		323	
Derivati	17	7	-	7	2
Altre attività finanziarie non correnti	18	457	420	428	418
Altre attività non correnti	19	246	3	158	3
		18.298		16.820	
Attività correnti					
Rimanenze	20	290		184	
Crediti commerciali	21	466	172	440	185
Crediti per imposte sul reddito	22	142	65	81	3
Derivati	17	6	1	18	15
Altre attività finanziarie correnti	23	66	15	426	221
Altre attività correnti	24	487	93	494	129
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	25	431		335	
	<i>[Totale]</i>	1.888		1.978	
Attività classificate come possedute per la vendita	26	-	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ		20.186		18.798	

Milioni di euro

Note

		30.06.2015	<i>di cui con parti correlate</i>	31.12.2014	<i>di cui con parti correlate</i>
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
Patrimonio netto del Gruppo	<i>27.1</i>				
Capitale sociale		1.000		1.000	
Altre riserve		6.883		6.476	
Utile del periodo del Gruppo		342		359	
	<i>[Totale]</i>	8.225		7.835	
Interessenze di minoranza	<i>27.2</i>	1.443		1.094	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		9.668		8.929	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	<i>28</i>	6.087	<i>2.466</i>	6.035	<i>2.455</i>
TFR ed altri benefici ai dipendenti	<i>29</i>	44		43	
Fondo rischi ed oneri	<i>30</i>	133		130	
Passività per imposte differite	<i>15</i>	813		705	
Derivati	<i>17</i>	76	<i>54</i>	96	<i>71</i>
Altre passività non correnti	<i>31</i>	179		192	
	<i>[Totale]</i>	7.332		7.201	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	<i>32</i>	1.507	<i>1.479</i>	865	<i>832</i>
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	<i>28</i>	332	-	323	
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	<i>30</i>	15		20	
Debiti commerciali	<i>33</i>	756	<i>131</i>	888	<i>129</i>
Derivati	<i>17</i>	9	<i>11</i>	7	<i>7</i>
Debiti per imposte sul reddito	<i>34</i>	134		80	
Altre passività finanziarie correnti	<i>35</i>	89	<i>51</i>	82	<i>57</i>
Altre passività correnti	<i>36</i>	344	<i>11</i>	403	<i>11</i>
	<i>[Totale]</i>	3.186		2.668	
Passività incluse nei gruppi in dismissioni classificati come posseduti per la vendita	<i>26</i>	-		-	
TOTALE PASSIVITÀ		10.518		9.869	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		20.186		18.798	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Altre riserve							Utile del periodo di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Interessenze di minoranza	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Riserva di traduzione	Riserva per benefici ai dipendenti	Altre riserve diverse	Totale altre riserve				
Al 1° gennaio 2014	1.000	(6)	(12)	(212)	(5)	5.997	5.762	528	7.290	973	8.263
Allocazione risultato dell'esercizio precedente	-	-	-	-	-	528	528	(528)	-	-	-
Dividendi	-	-	-	-	-	(160)	(160)	-	(160)	(5)	(165)
Variazione area di consolidamento e altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	38
Conto economico complessivo	-	(3)	(4)	89	-	-	82	293	375	25	400
- Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	(3)	(4)	89	-	-	82	-	82	(5)	77
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	293	293	30	323
Al 30 giugno 2014	1.000	(9)	(16)	(123)	(5)	6.365	6.212	293	7.505	1.031	8.536

Milioni di euro	Altre riserve							Utile del periodo di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Interessenze di minoranza	Totale patrimonio netto	
	Capitale sociale	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Riserva di traduzione	Riserva per benefici ai dipendenti	Riserva per operazioni su non controlling interest	Altre riserve diverse					Totale altre riserve
Al 1° gennaio 2015	1.000	(42)	(18)	167	(8)	-	6.377	6.476	359	7.835	1.094	8.929
Allocazione risultato dell'esercizio precedente	-	-	-	-	-	-	359	359	(359)	-	-	-
Dividendi	-	-	-	-	-	-	(160)	(160)	-	(160)	(24)	(184)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	25	-	25	-	25	-	25
Variazione area di consolidamento e altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	-	302	302	
Conto economico complessivo	-	(3)	5	181	-	-	-	183	342	525	71	596
- Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	(3)	5	181	-	-	-	183	-	183	16	199
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	342	342	55	397
Al 30 giugno 2015	1.000	(45)	(13)	348	(8)	25	6.576	6.883	342	8.225	1.443	9.668

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2015	di cui con parti correlate	2014	di cui con parti correlate
Utile prima delle imposte		530		467	
Risultato prima delle imposte <i>discontinued operations</i>		-		(5)	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore	5.d	425		320	
(Proventi)/Oneri finanziari netti da contratti derivati	7	58	67	7	6
Altri (proventi)/oneri finanziari netti	8	71	76	128	83
Quota (proventi)/oneri netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9	(6)		(28)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(169)		(18)	5
<i>Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>		<i>909</i>		<i>871</i>	
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		(20)		(11)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(115)		(105)	
(Incremento)/Decremento crediti e debiti commerciali		(196)	15	(157)	(12)
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		(101)	(31)	(211)	(159)
Interessi attivi/(passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)		(199)	(68)	(149)	(93)
Dividendi da collegate		6		37	
Imposte pagate		(143)		(103)	
Flusso di cassa da attività operativa (a)		141		172	
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	12	(963)		(628)	
Investimenti in attività immateriali	13	(10)		(3)	
Investimenti in imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(18)		(52)	
Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti		32		23	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		(29)		(28)	
Flusso di cassa da attività di investimento (b)		(988)		(688)	
Nuove emissioni ed altre variazioni nette di debiti finanziari	28	737	865	662	658
Dividendi pagati		(172)	(117)	(162)	(111)
Incassi/(Esborsi) per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest		335		-	
Apporti netti di capitale proprio da terzi		34		-	
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)		934		500	
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		9		1	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		96		(15)	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (*)		335		337	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo		431		322	

(*) di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated.

Note illustrative

1. Principi contabili e criteri di valutazione

La società Enel Green Power SpA, operante nel settore delle produzioni di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare da fonte idroelettrica, eolica, geotermia, solare e da altre fonti, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 125. La Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2015 comprende le situazioni contabili di Enel Green Power SpA e delle sue controllate e la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture ("il Gruppo"). L'elenco delle società controllate, collegate e joint venture incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato. Per una descrizione delle principali attività del Gruppo, si rinvia alla Relazione intermedia sulla Gestione. La pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale è stata autorizzata dagli Amministratori in data 29 luglio 2015.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale consolidata del Gruppo al 30 giugno 2015 e per il periodo di sei mesi al 30 giugno 2015, è stata predisposta ai sensi dell'art. 154 *ter* del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58, così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007, nonché dell'art. 81 del Regolamento Emittenti e successive modifiche.

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015, incluso nella Relazione finanziaria semestrale consolidata, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* – IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) ed alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla stessa data. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

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

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

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, ad eccezione di quanto di seguito rappresentato. Tale bilancio consolidato semestrale abbreviato, pertanto, può non comprendere tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al Bilancio consolidato predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014.

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

- > "IFRIC 21 – *Tributi*", tratta la contabilizzazione di una passività relativa al pagamento di un tributo, che non rientra nell'ambito applicativo di altri principi (ad esempio, le imposte sul reddito) e diverso da

multe o sanzioni dovute per violazione di leggi, imposto dallo Stato o, in generale, da enti governativi, locali, nazionali o internazionali. In particolare, l'interpretazione dispone che la predetta passività debba essere rilevata in bilancio quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione. Qualora il fatto vincolante si verifichi lungo un determinato arco temporale (ad esempio, la generazione di ricavi in un determinato periodo di tempo), la passività deve essere rilevata progressivamente. Se l'obbligazione a pagare un tributo scaturisce dal raggiungimento di una soglia minima (ad esempio, il raggiungimento di un ammontare minimo di ricavi generati), la corrispondente passività è rilevata nel momento in cui tale soglia è raggiunta. L'applicazione delle nuove disposizioni non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 – 2013", contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 3 – Aggregazioni aziendali"; la modifica chiarisce che l'IFRS 3 non si applica al bilancio di un *joint arrangement* nel contabilizzare la costituzione dell'accordo stesso.
 - "IFRS 13 – Valutazione del *fair value*"; la modifica chiarisce che l'eccezione prevista dal principio di valutare le attività e le passività finanziarie basandosi sull'esposizione netta di portafoglio ("*the portfolio exception*") si applica a tutti i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 o IFRS 9 anche se non soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 32 per essere classificati come attività o passività finanziarie.
 - "IAS 40 – Investimenti immobiliari"; la modifica chiarisce che è necessario il giudizio del *management* per determinare se l'acquisizione di un investimento immobiliare rappresenti l'acquisizione di un asset o gruppo di asset o di una *business combination* secondo quanto disposto dall'IFRS 3. Tale giudizio deve essere in linea con le applicazioni supplementari dell'IFRS 3.
- Il "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 – 2013", ha modificato le Basis for Conclusion del principio "IFRS 1 – Prima adozione degli *international financial reporting standards*" per chiarire che un *first-time adopter* può adottare un nuovo IFRS, la cui adozione non è ancora obbligatoria, se l'IFRS permette un'applicazione anticipata.

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, coerentemente con l'ultimo Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, 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. Inoltre, ai sensi dell'informativa richiesta dal paragrafo 15B (k) dello IAS 34, si precisa che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di *fair value* utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio annuale, e che le metodologie utilizzate nella misurazione di tale *fair value* di livello 2 e di livello 3 sono coerenti con quelle dell'ultimo bilancio annuale. Per una più ampia descrizione dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo, si rinvia al paragrafo "Uso di stime e giudizi del *management*" contenuto nella Nota 2 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014.

Rideterminazione dei dati comparativi al 30 giugno 2014

A seguito delle mutate modalità di classificazione dei costi per acquisto energia nonché degli impatti economici dei contratti derivati e dei relativi fair value, volte all'applicazione delle migliori prassi riscontrabili nel settore e a favorire la chiarezza della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2015, si è proceduto ad effettuare delle riclassifiche di alcune voci incluse negli schemi di Conto economico consolidato e di Rendiconto finanziario consolidato, con l'obiettivo di maggiore comparabilità dei dati per i due semestri a confronto.

In particolare, con riferimento ai dati del Conto Economico del primo semestre del 2014 si è proceduto alle seguenti riclassifiche:

- > dei costi per acquisto di altri materiali, pari a 28 milioni di euro, inclusi nella voce "Materie prime e materiali di consumo" della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2014 alla voce "Servizi e altri materiali";
- > dei proventi da contratti derivati, pari a 5 milioni di euro, inclusi nella voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti" della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2014 alla voce "Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati";
- > degli oneri da contratti derivati, pari a 12 milioni di euro, inclusi nella voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti" della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2014 alla voce "Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati";

Le riclassifiche alla voce "Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati" hanno interessato lo schema di Rendiconto finanziario consolidato per gli stessi ammontari.

2. Principali Variazioni area di consolidamento

Esercizio 2014

- > Acquisizione, in data 12 maggio 2014, di un'ulteriore quota del 26% nel capitale di Buffalo Dunes Wind Project, consolidata con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria precedentemente detenuta (49%). Conseguentemente, a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, nel corso del secondo trimestre 2014, del 100% della società Aurora Distributed Solar, società operante nello sviluppo di impianti solari in Nord America;
- > cessione nel primo semestre 2014 di alcune partecipate portoghesi operanti nel settore della cogenerazione;
- > acquisizione, in data 22 luglio 2014, della rimanente quota della partecipazione detenuta da Sharp in Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl (adesso Enel Green Power Solar Energy Srl "ESE"), *joint venture* precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto. Conseguentemente, a partire da tale data, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, nel secondo semestre 2014, di una quota del 50% della società Osage Wind LLC, titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW. La società detenuta in *joint control* è consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- > acquisizione, nel corso del quarto trimestre 2014, del 100% di 6 società titolari di altrettanti progetti di sviluppo eolico negli Stati Uniti;
- > cessione, in data 12 dicembre 2014, dell'intera partecipazione di La Geo (36,2%), società consolidata con il metodo del patrimonio netto, a Inversiones Energéticas S.A. de C.V., già azionista di maggioranza della società;
- > cessione, in data 18 dicembre 2014, della partecipazione di Enel Green Power France S.a.s, società interamente controllata, a Boralex EnR S.a.s.

Primo semestre 2015

Acquisizione del 66,7% di 3Sun

In data 6 marzo 2015, EGP ha completato l'acquisto da STMicroelectronics ("STM") e Sharp dell'ulteriore quota del 66,7% nel capitale di 3Sun attuando l'accordo siglato con gli stessi nel mese di luglio 2014 come già descritto nella sezione "Fatti di rilievo 2014" della Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2014.

A tal riguardo si evidenzia che l'accordo con STM ha previsto anche il versamento da parte della stessa a EGP di un importo pari a 12 milioni di euro, che ha comportato il disimpegno di STM da ogni obbligo associato alla partecipazione alla *joint venture* e nei confronti di EGP.

A valle dell'operazione, 3SUN risulta detenuta totalmente dal Gruppo ed è stata consolidata integralmente (precedentemente era valutata secondo il metodo del patrimonio netto).

In base a quanto previsto dall'IFRS3 *Revised* tale operazione ricade nella fattispecie di un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi (*step-up acquisition*) e, pertanto, l'interessenza precedentemente detenuta è stata rimisurata al *fair value*, con effetti a conto economico alla data di acquisizione. Al 30 giugno 2015 il processo di allocazione del costo di acquisto al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, non è ancora definitivo.

I valori determinati in via provvisoria sono di seguito riepilogati:

Milioni di euro

Attività nette acquisite dopo l'allocazione provvisoria	130
Valore della business combination:	
- valore contabile dell'interessenza detenuta alla data di acquisizione	(2)
- rimisurazione al fair value dell'interessenza detenuta alla data di acquisizione	45
- costo dell'acquisizione effettuata nel 2015	-
Totale	43
Negative Goodwill	(87)

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

Milioni di euro

	valori provvisori alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	122
Attività immateriali	7
Crediti per imposte anticipate	99
Altre attività correnti e non	93
Totale attività	321
Patrimonio netto di Gruppo	130
Indebitamento finanziario	140
Debiti commerciali	25
Passività per imposte differite e altre passività	26
Totale patrimonio netto e passività	321

Aggregazioni aziendali in Sud Africa

Nel corso del secondo trimestre 2015 il Gruppo nella quarta fase della gara del REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme) si è aggiudicato contratti per l'avvio di nuovi progetti eolici in Sud Africa per una capacità installata complessiva pari a 705 MW.

Tale evento ha comportato l'acquisizione di alcune società di progetto che è stata trattata secondo le disposizioni in materia di aggregazioni aziendali dell'IFRS3 *Revised*.

Il valore di ciascuna di tali operazioni comprende una componente fissa e una *contingent consideration*.

L'*excess cost* identificato è stato provvisoriamente allocato tra le attività immateriali per un importo pari a 56 milioni di euro.

Altre operazioni minori

Nel primo trimestre 2015, Enel Green Power North America Inc (EGPNA) è divenuta titolare dell'intero capitale di Geronimo Wind Energy, ed ha conferito nella stessa una serie di progetti e i componenti PTC necessari a qualificare alcuni progetti eolici. Gli assets sono stati successivamente ceduti per un valore complessivo di 32 milioni di euro con un effetto positivo sull'utile operativo di 10 milioni di euro.

Nel secondo trimestre 2015 sono state inoltre acquisite due società per lo sviluppo di impianti eolici in Messico, per un valore complessivo dell'operazione pari a 9 milioni di euro.

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

Cessione di una quota di interessenza in EGPNA Renewable Energy Partners, LLC

In data 31 marzo 2015, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, Inc., il Gruppo ha sottoscritto un accordo con l'unità di General Electric GE Energy Financial Services per la vendita di una quota di minoranza del 49% della newco, EGPNA Renewable Energy Partners, LLC (di seguito "EGPNA REP"), nella quale sono andate a confluire alcune società nordamericane operanti principalmente nel settore eolico e idroelettrico.

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

La cessione ha generato un incasso complessivo di 352 milioni di euro che, al netto degli oneri accessori (pari a 8 milioni di euro), ammonta a 344 milioni di euro anche tenuto conto del prezzo attribuito ad alcuni progetti (tra cui Goodwill) soggetto a potenziali aggiustamenti, alcuni dei quali, alla data della presente Relazione finanziaria semestrale si sono già realizzati.

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

Gli effetti dell'operazione al 30 giugno 2015 sono i seguenti:

Milioni di euro	
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	344
Attività nette cedute	314
Riserva per operazioni su <i>non controlling interest</i>	30

⁽¹⁾al netto degli oneri accessori

Acquisizione del restante 49% del capitale di Energia Eolica

Nel corso del mese di aprile 2015 il Gruppo ha acquisito il 49% di Energia Eolica, società italiana attiva nella produzione di energia eolica nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%. L'operazione, del valore di 9 milioni di euro, ha comportato la rilevazione di un onere pari a 5 milioni di euro, che è stato allocato in una riserva di patrimonio netto, dal momento che il Gruppo già deteneva il controllo della società.

3. Informativa per area di attività

Primo semestre 2015

Milioni di euro

	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.002	321	270	-	1.593
Ricavi intersettoriali	33	-	-	(33)	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.035	321	270	(33)	1.593
Totale costi	317	155	76	(33)	515
Ammortamenti e perdite di valore	268	59	98	-	425
Utile operativo	450	107	96	-	653
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	278	-	62	-	340
Investimenti	275	569	129	-	973

Primo semestre 2014

Milioni di euro

	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	947	263	200	-	1.410
Ricavi intersettoriali	33	-	-	(33)	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	980	263	200	(33)	1.410
Totale costi	316	178	55	(33)	516
Ammortamenti e perdite di valore	247	24	49	-	320
Utile operativo	417	61	96	-	574
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (*)	271	1	51	-	323
Investimenti	154	373	114	-	641

(*) al 31 dicembre 2014

Variazione

Milioni di euro

	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	55	58	70	-	183
Ricavi intersettoriali	-	-	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	55	58	70	-	183
Totale costi	1	(23)	21	-	(1)
Ammortamenti e perdite di valore	21	35	49	-	105
Utile operativo	33	46	-	-	79
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7	(1)	11	-	17
Investimenti	121	196	15	-	332

La seguente tabella rappresenta la riconciliazione tra attività e passività per area di attività e quelle esposte nello schema di stato patrimoniale consolidato:

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Totale attività	20.186	18.798	1.388
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	(967)	(1.214)	247
Attività di natura fiscale	(649)	(407)	(242)
Altre attività	(1.253)	(1.192)	(61)
Attività operative	17.317	15.985	1.332
Totale Passività	10.518	9.869	649
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	(8.100)	(7.408)	(692)
Passività di natura fiscale	(947)	(785)	(162)
Altre passività	(46)	(42)	(4)
Passività operative	1.425	1.634	(209)

Di seguito viene esposta la composizione delle attività e passività operative per area di attività.

Al 30 giugno 2015

Milioni di euro	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Attività materiali e immateriali	9.003	3.857	2.968	-	15.828
Crediti commerciali	451	114	27	(126)	466
Altre attività operative	553	324	147	(1)	1.023
Attività operative	10.007	4.295	3.142	(127)	17.317
Debiti commerciali	315	404	159	(122)	756
Fondo rischi e oneri	106	15	25	2	148
Altre passività operative	505	75	90	(149)	521
Passività operative	926	494	274	(269)	1.425

Al 31 dicembre 2014

Milioni di euro	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Attività materiali e immateriali	8.790	3.156	2.761	-	14.707
Crediti commerciali	383	114	49	(106)	440
Altre attività operative	491	203	143	1	838
Attività operative	9.664	3.473	2.953	(105)	15.985
Debiti commerciali	406	399	188	(105)	888
Fondo rischi e oneri	113	13	24	-	150
Altre passività operative	353	123	134	(14)	596
Passività operative	872	535	346	(119)	1.634

Informazioni sul Conto Economico consolidato

4. Ricavi e proventi

4.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – 1.183 milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Energia	1.167	1.077	90
Altre vendite e prestazioni	16	11	5
Totale	1.183	1.088	95

I ricavi "Energia" registrano un incremento rispetto al primo semestre del 2014 per effetto del buon andamento della produzione in America Latina (60 milioni di euro) e Nord America (39 milioni di euro).

I ricavi "Energia" si riferiscono per 90 milioni di euro (71 milioni di euro nel primo semestre 2014) ad energia incentivata, di cui 77 milioni di euro relativi alle tax partnership in Nord America (55 milioni di euro nel primo semestre 2014).

4.b Altri ricavi e proventi – 410 milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Certificati verdi	204	239	(35)
Plusvalenze da cessione di attività materiali e immateriali	4	6	(2)
Altri proventi	202	32	170
Totale	410	277	133

La voce "Certificati verdi", pari a 204 milioni di euro (239 milioni di euro nel primo semestre 2014), accoglie i ricavi realizzati in Italia, pari a 169 milioni di euro, sui 1.711 GWh di energia incentivata prodotta (198 milioni di euro su 2.010 GWh di energia prodotta nel primo semestre 2014) e in Romania, pari a 35 milioni di euro, su 523 GWh di energia incentivata prodotta (37 milioni di euro su 556 GWh di energia prodotta nel primo semestre 2014).

L'incremento degli "Altri proventi" (170 milioni di euro) si riferisce principalmente agli effetti conseguenti all'acquisizione del controllo di 3Sun (132 milioni di euro) e all'iscrizione del relativo indennizzo previsto dall'accordo con STM (12 milioni di euro).

Costi

5.a Acquisti energia e altri combustibili – 86 milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Energia elettrica	81	157	(76)
Combustibili	5	2	3
Totale	86	159	(73)

Il decremento dei costi per acquisto di "Energia elettrica" si riferisce principalmente alla diminuzione dei costi connessi all'energia acquistata in Brasile (pari a 19 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014) e in Panama (pari a 50 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014).

5.b Servizi e altri materiali – 267 milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Manutenzioni e riparazioni	57	40	17
Materiali	25	28	(3)
Costi per godimento beni di terzi	47	47	-
Costi di trasmissione	25	18	7
Altri costi per servizi	113	94	19
Totale	267	227	40
<i>Costi per materie prime capitalizzati</i>	<i>(5)</i>	<i>(7)</i>	<i>2</i>
<i>Costi per servizi capitalizzati</i>	<i>(21)</i>	<i>(16)</i>	<i>(5)</i>

La voce "Manutenzioni e riparazioni" si incrementa di 17 milioni di euro, prevalentemente in Nord America (7 milioni di euro) e America Latina (4 milioni di euro), in linea con la maggiore capacità installata. La voce "Altri costi per servizi" si incrementa principalmente per le prestazioni professionali e tecniche e le consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale (in aumento di 5 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014), per servizi connessi alla gestione del personale (in aumento di 2 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014) e per servizi informatici (in aumento di 2 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014).

5.c Costo del personale – 145 milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Salari e stipendi	108	93	15
Oneri sociali	24	23	1
TFR ed altri benefici ai dipendenti	4	3	1
Altri costi	9	4	5
Totale	145	123	22
<i>Costi per personale capitalizzati</i>	<i>(34)</i>	<i>(29)</i>	<i>(5)</i>

Il costo del personale, pari a 145 milioni di euro, registra un incremento di 22 milioni di euro rispetto al primo semestre 2014, attribuibile all'aumento della consistenza media nel periodo di riferimento ed è principalmente riconducibile alle aree America Latina (10 milioni di euro) e Nord America (5 milioni di euro).

I dipendenti del Gruppo al 30 giugno 2015 sono 4.157 (3.609 al 31 dicembre 2014), in crescita di 548 unità soprattutto per effetto della variazione di perimetro (309 unità) a seguito dell'acquisizione del controllo della società 3Sun.

La consistenza media al 30 giugno 2015 è pari a 4.144 unità (3.514 unità al 30 giugno 2014) in aumento di 630 unità.

5.d Ammortamenti e perdite di valore – 425 milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	325	277	48
Ammortamento attività immateriali	46	42	4
Perdite di valore	54	1	53
Totale	425	320	105

La voce "Ammortamento immobili, impianti e macchinari" registra un incremento di 48 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2014, in linea con la maggiore capacità installata netta principalmente in Nord America, Cile, Brasile e Messico.

La voce "Perdite di valore" evidenzia un incremento di 53 milioni di euro ed accoglie principalmente gli adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti in Nord America (30 milioni di euro) e in Cile (7 milioni di euro) e le svalutazioni di crediti in Europa (12 milioni di euro).

5.e Altri costi operativi – 77 milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Imposte e tasse	38	35	3
Contributi	19	16	3
Altri oneri diversi di gestione	20	8	12
Totale	77	59	18

La voce "Imposte e tasse" include i costi relativi ad immobili in Italia e altre imposte e tasse minori connesse all'operatività nel settore dell'energia elettrica. Gli "Altri oneri diversi di gestione" si incrementano di 12 milioni di euro principalmente per la rilevazione di penalità relativi a specifici progetti in Messico.

6. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value – - milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Proventi da variazione nel fair value	1	2	(1)
Proventi da contratti su commodity chiusi nel periodo	6	46	(40)
Totale proventi	7	48	(41)
Oneri da variazione nel fair value	(2)	(2)	-
Oneri da contratti su commodity chiusi nel periodo	(5)	(1)	(4)
Totale oneri	(7)	(3)	(4)
Totale proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	45	(45)

I "Proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value" si riferiscono per 1 milione di euro a proventi netti realizzati dalla Capogruppo su posizioni chiuse nel corso del primo semestre 2015 (45 milioni di euro nel primo semestre 2014) e per 1 milione di euro ad oneri netti da variazione nel fair value (non presenti nel primo semestre 2014).

7. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – (58) milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Proventi da derivati al fair value rilevato a conto economico	24	5	19
Totale proventi finanziari da contratti derivati	24	5	19
Oneri da derivati di cash flow hedge	(13)	(12)	(1)
Oneri da derivati al fair value rilevato a conto economico	(69)	-	(69)
Totale oneri finanziari da contratti derivati	(82)	(12)	(70)
Totale proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati	(58)	(7)	(51)

I “Proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati” presentano un decremento di 51 milioni di euro principalmente riferibile all’aumento degli oneri netti su derivati al *fair value* rilevati a conto economico dalla Capogruppo.

8. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – (71) milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Differenze positive di cambio	106	37	69
Interessi ed altri proventi da attività finanziarie	21	21	-
Totale proventi finanziari	127	58	69
Differenze negative di cambio	33	45	(12)
Interessi ed altri oneri da passività finanziarie	165	141	24
- finanziamenti a lungo termine	173	135	38
- finanziamenti a breve termine	14	14	-
- altri oneri finanziari	13	11	2
- oneri finanziari capitalizzati	(35)	(19)	(16)
Totale oneri finanziari	198	186	12
Totale Altri proventi/(oneri) finanziari netti	(71)	(128)	57

Gli “Altri proventi/(oneri) finanziari netti”, negativi per 71 milioni di euro, si riducono di 57 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2014; l’incremento degli oneri sui finanziamenti a lungo termine (38 milioni di euro) correlato all’aumento del debito a lungo termine e del costo dei finanziamenti con parti correlate a partire dal secondo semestre 2014 è stato infatti parzialmente compensato dagli effetti delle differenze positive di cambio e degli oneri finanziari capitalizzati.

9. Quota proventi/(oneri) netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 6 milioni di euro

Milioni di euro	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Proventi da partecipazioni in società collegate	20	40	(20)
Proventi da joint ventures	2	-	2
Totale Proventi	22	40	(18)
Oneri da partecipazioni in società collegate	(11)	(5)	(6)
Oneri da joint ventures	(5)	(7)	2
Totale Oneri	(16)	(12)	(4)
Totale	6	28	(22)

I "Proventi da partecipazioni in società collegate", pari a 20 milioni di euro, evidenziano un decremento di 20 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il primo semestre 2014 includeva gli effetti positivi della collegata LaGeo, ceduta nel corso del quarto trimestre 2014 (15 milioni di euro).

Gli "Oneri da partecipazioni in società collegate" accolgono principalmente le perdite di alcune collegate in Nord America per 6 milioni di euro (1 milione di euro nel primo semestre 2014) e in Italia per 3 milioni di euro (non presenti nel primo semestre 2014).

10. Imposte – 133 milioni di euro

Le "Imposte", pari a 133 milioni di euro, registrano un decremento di 6 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2014, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 25,1% a fronte di un'incidenza del 29,8% nel primo semestre 2014, attribuibile principalmente alla disapplicazione dal 1° gennaio 2015 della addizionale IRES (cosiddetta Robin Hood Tax).

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato:

Milioni di euro	1° semestre				
	2015		2014		Variazione
<i>Risultato ante imposte</i>	530		467		63
Imposte teoriche	146	27,5%	128	27,5%	18
IRAP	20	3,8%	17	3,6 %	3
Addizionale IRES (Robin tax)	-	-	18	3,9 %	(18)
Effetto aliquote locali	(4)	(0,8%)	(20)	(4,3%)	16
Differenze permanenti e partite minori	(29)	(5,4%)	(4)	(0,9%)	(25)
Imposte effettive	133	25,1%	139	29,8%	(6)

11. Utile per azione – 0,07 euro

L'utile per azione è stato calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie invariata tra i due periodi. Si segnala che non vi sono effetti diluitivi che dovrebbero essere considerati per il calcolo dell'utile diluito per azione e pertanto quest'ultima grandezza coincide con l'utile base per azione.

	2015	2014
Utile del periodo di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	342	293
Consistenza media delle azioni ordinarie	5.000.000.000	5.000.000.000
Utile base e diluito per azione (in euro)	0,07	0,06
Utile base e diluito per azione delle continuing operations (in euro)	0,07	0,06

Informazioni sullo stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

12. Immobili, impianti e macchinari – 14.475 milioni di euro

Milioni di euro

Saldo al 31 Dicembre 2014	13.329
Investimenti	963
Ammortamenti	(325)
Perdite di valore	(16)
Variazione del Perimetro	125
Differenze di cambio	344
Oneri finanziari capitalizzati	35
Altri movimenti	20
Saldo al 30 Giugno 2015	14.475

Gli "Investimenti" sono così dettagliati per tecnologia:

Milioni di euro

	30.06.2015	30.06.2014	Variazione
- Idroelettrici	152	58	94
- Eolici	500	409	91
- Geotermici	74	80	(6)
- Solari	202	77	125
- Biomassa	24	10	14
Totale impianti di produzione	952	634	318
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	11	4	7
Totale investimenti	963	638	325

Gli *Investimenti* del primo semestre 2015 sono pari a 963 milioni di euro e si riferiscono principalmente al settore eolico in America Latina (293 milioni di euro), Nord America (118 milioni di euro) e Sud Africa (75 milioni di euro), al settore solare in America Latina (131 milioni di euro) e in Sud Africa (65 milioni di euro), al settore idroelettrico in America Latina (119 milioni di euro) e in Italia (30 milioni di euro), e al settore geotermico in Italia (52 milioni di euro) e in Cile (19 milioni di euro).

La "*Variazione del perimetro*" si riferisce al consolidamento integrale di 3Sun e di alcune società messicane.

13. Attività immateriali – 1.353 milioni di euro

Milioni di euro	
Saldo al 31 Dicembre 2014	1.378
Investimenti	10
Ammortamenti	(46)
Perdite di valore	(22)
Variazione del Perimetro	6
Differenze di cambio	26
Altri movimenti	1
Saldo al 30 Giugno 2015	1.353

La voce "Perdite di valore" si riferisce sostanzialmente agli adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti in Nord America.

14. Avviamento – 913 milioni di euro

Milioni di euro	
Saldo al 31 Dicembre 2014	871
Variazione del perimetro	6
Effetto cambi	36
Saldo al 30 Giugno 2015	913

La "Variazione del perimetro" si riferisce principalmente all'iscrizione provvisoria dell'eccesso di costo relativo all'acquisizione del controllo in due società messicane.

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

Al 30 giugno 2015 le principali assunzioni già applicate al 31 dicembre 2014 per determinare il valore d'uso continuano ad essere sostenibili ed i risultati del primo semestre 2015 appaiono sostanzialmente in linea con le aspettative riflesse nel Piano Industriale.

In particolare, tra gli eventi di rilievo del primo semestre 2015, si segnala il perdurare delle condizioni macroeconomiche di incertezza sulle prospettive economiche future della Grecia, in cui il Gruppo ha continuato ad operare attraverso la sua controllata Enel Green Power Hellas.

Al 30 giugno 2015, il Gruppo EGP continua a controllare e consolidare le attività detenute attraverso la sua controllata greca il cui capitale investito netto ammonta a circa 300 milioni di euro.

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

15. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – 507 milioni di euro e 813 milioni di euro

Le "Attività per imposte anticipate" (pari a 507 milioni di euro al 30 giugno 2015 e 326 milioni di euro al 31 dicembre 2014) al netto delle "Passività per imposte differite" (pari a 813 milioni di euro al 30 giugno 2015 e 705 milioni di euro al 31 dicembre 2014) presentano un incremento di 73 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente riconducibile alla variazione di perimetro connessa al consolidamento della società 3Sun (99 milioni di euro).

16. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 340 milioni di euro

Milioni di euro	al 31.12.2014				al 30.06.2015
	Valore	Acquisizioni/ (Dismissioni)	Impatto a Conto Economico	Altre variazioni	Valore
Partecipazioni in società collegate^(*)	238	(3)	9	(8)	236
Collegate di EGP Espana	161	-	16	(7)	170
Collegate di EGP North America	10	-	(4)	(2)	4
Collegate di EGP Hellas	50	(3)	-	3	50
Collegate di EGP SpA	17	-	(3)	(2)	12
Partecipazioni in joint ventures^(*)	85	13	(3)	9	104
Joint ventures di EGP Espana	21	-	2	2	25
Joint ventures di EGP North America	42	13	1	3	59
Joint ventures di EGP SpA	22	-	(6)	4	20
TOTALE	323	10	6	1	340

^(*)I valori sono stati raggruppati per holding di paese.

Le "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", pari a 340 milioni di euro, presentano un aumento di 17 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, principalmente riferibile agli aumenti di capitale effettuati in Nord America nella società Osage (13 milioni di euro).

17. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 30.06.2015	al 31.12.2014	al 30.06.2015	al 31.12.2014
Derivati attivi	7	7	6	18
Derivati passivi	76	96	9	7

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla nota 37 "Gestione del rischio".

18. Altre attività finanziarie non correnti– 457 milioni di euro

Milioni di euro	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Acconti acquisto partecipazioni	27	3	24
Crediti finanziari a lungo termine	430	425	5
TOTALE	457	428	29

La voce "Acconti per acquisto partecipazioni", pari a 27 milioni di euro, registra un aumento pari a 24 milioni di euro riferibile a progetti in America Latina.

19. Altre attività non correnti – 246 milioni di euro

Milioni di euro			
	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Crediti tributari	169	96	73
Contributi da incassare	64	46	18
Altri crediti diversi	13	16	(3)
TOTALE	246	158	88

La voce "Crediti tributari" registra un incremento, pari a 73 milioni di euro, principalmente riconducibile alla variazione del perimetro di consolidamento relativo alla società 3Sun (57 milioni di euro) e ai crediti per IVA riferiti alla controllata Enel Green Power Chile, le cui previsioni di recupero sono oltre l'esercizio successivo (17 milioni di euro).

Attività correnti

20. Rimanenze – 290 milioni di euro

Le "Rimanenze", pari a 290 milioni di euro, registrano un incremento di 106 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 (pari a 184 milioni di euro) principalmente riconducibile al magazzino delle società italiane (65 milioni di euro), principalmente per i certificati verdi, nonché ai *PTC components* della controllata nordamericana (24 milioni di euro).

21. Crediti commerciali – 466 milioni di euro

Milioni di euro			
	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Vendita e trasporto energia elettrica	372	383	(11)
Altri crediti	94	57	37
TOTALE	466	440	26

22. Crediti per imposte sul reddito – 142 milioni di euro

I "Crediti tributari", pari a 142 milioni di euro, aumentano di 61 milioni di euro principalmente per il versamento dell'acconto sulle imposte sui redditi delle società italiane (77 milioni di euro), effetto parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti per imposte sul reddito delle controllate messicane (13 milioni di euro) e spagnole (10 milioni di euro).

23. Altre attività finanziarie correnti – 66 milioni di euro

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Ratei e risconti attivi finanziari	5	1	4
Titoli	-	140	(140)
Crediti finanziari a breve termine	1	9	(8)
Quote correnti dei crediti finanziari a lungo termine	13	20	(7)
Altri crediti finanziari a breve termine	47	256	(209)
TOTALE	66	426	(360)

La voce "Altri crediti finanziari a breve termine" evidenzia una diminuzione, pari a 209 milioni di euro, principalmente per la riduzione dei crediti finanziari correnti della finanziaria del Gruppo, Enel Green Power International BV, nei confronti della finanziaria del Gruppo Enel.

24. Altre attività correnti – 487 milioni di euro

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Crediti tributari	175	136	39
Contributi non monetari da ricevere	83	107	(24)
Anticipi a fornitori	73	50	23
Risconti attivi operativi correnti	76	52	24
Altri crediti diversi	80	149	(69)
TOTALE	487	494	(7)

La voce "Crediti tributari" registra un incremento di 39 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente per la rilevazione dell'IVA sugli investimenti effettuati in America Latina.

La voce "Contributi non monetari da ricevere" diminuisce di 24 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto della riduzione dei certificati verdi maturati ma non ancora accreditati in Italia (21 milioni di euro) e in Romania (3 milioni di euro).

I "Risconti attivi operativi correnti" aumentano di 24 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente per l'incremento dei canoni demaniali e sovraccanoni rivieraschi della Capogruppo (19 milioni di euro).

Gli "Altri crediti diversi" presentano una riduzione di 69 milioni di euro principalmente riconducibile all'incasso del credito verso Sharp (35 milioni di euro).

25. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – 431 milioni di euro

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Depositi bancari e postali liberi	244	177	67
Depositi bancari e postali vincolati	187	158	29
TOTALE	431	335	96

I "Depositi bancari e postali vincolati" sono essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese che, per la particolare tipologia, prevedono l'accantonamento di fondi a garanzia del servizio del debito (come *project financing* o *tax partnership*).

26. Risultato delle discontinued operations – Euro - milioni

Milioni di euro

	1° semestre		
	2015	2014	Variazione
Costi	-	5	(5)
Utile operativo	-	(5)	5
Risultato delle discontinued operations	-	(5)	5

I costi rilevati nel primo semestre 2014 si riferiscono all'aggiornamento della stima del conguaglio dovuto ad Enel Energia, come previsto dal contratto di cessione della società Enel.si.

Passivo

Patrimonio netto e passività

27. Totale Patrimonio netto

27.1 Patrimonio netto del Gruppo – 8.225 milioni di euro

Per il dettaglio della movimentazione del Patrimonio netto si rinvia al relativo Prospetto contabile.

Capitale sociale – 1.000 milioni di euro

Il capitale sociale è rappresentato da 5.000.000.000 di azioni ordinarie con un valore nominale di euro 0,20 e risulta interamente versato.

Al 30 giugno 2015, sulla base delle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nonché delle altre informazioni a disposizione, non risultano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società all'infuori di Enel Spa (con il 68,29% del capitale sociale) e di Norges Bank (con il 2,026% del capitale sociale).

Altre riserve – 6.883 milioni di euro

Di seguito la composizione delle principali voci:

Riserva legale – 200 milioni di euro

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

Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH – (45) milioni di euro

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge).

Riserve da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – (13) milioni di euro

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto.

Riserva di traduzione - 348 milioni di euro

In tale voce sono inclusi gli effetti di conversione dei bilanci delle controllate con valuta locale differente da quella funzionale. Al 30 giugno 2015 la riserva è positiva per 348 milioni di euro, in aumento di 181 milioni di euro.

Riserva per benefici ai dipendenti – Euro (8) milioni

Tale riserva accoglie, a seguito dell'applicazione dal 1° gennaio 2013 dello IAS 19R, tutti gli utili e perdite attuariali, al netto del relativo effetto fiscale.

Riserva per operazioni su non controlling interest– Euro 25 milioni

Tale riserva accoglie la rilevazione del provento netto da cessione di alcune quote di minoranza in Nord America (pari a 30 milioni di euro) al netto dell'onere per l'acquisto della quota di minoranza nella società italiana Energia Eolica (5 milioni di euro).

Altre riserve diverse (eccetto riserva legale) – Euro 6.376 milioni

Si riferiscono, per un importo pari a 3.300 milioni di euro, alle riserve attribuite alla Capogruppo all'atto della scissione da Enel Produzione SpA e includono, in particolare, la riserva di rivalutazione (pari a 138 milioni di euro) che rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla legge n. 350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserva è assoggettato all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%). Allo stato attuale la distribuzione di tale riserva è differita a tempo indefinito.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate direttamente a patrimonio netto con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale:

al 31.12.2014

Variazioni

al 30.06.2015

Milioni di euro	Totale	<i>di cui Gruppo</i>	<i>di cui interessenze di terzi</i>	Utili / (Perdite) rilevate a patrimonio netto nel periodo	Rilasciati a conto economico	Imposte	Totale	<i>di cui Gruppo</i>	<i>di cui interessenze di terzi</i>	Totale	<i>di cui Gruppo</i>	<i>di cui interessenze di terzi</i>
Riserva da strumenti finanziari CFH	(44)	(42)	(2)	(16)	13	1	(2)	(3)	1	(46)	(45)	(1)
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(18)	(18)	-	5	-	-	5	5	-	(13)	(13)	-
Riserva di traduzione	199	167	32	196	-	-	196	181	15	395	348	47
Utile/(perdita) da rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	(8)	(8)	-	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)	-
Utile/(perdita) del periodo rilevato direttamente a patrimonio netto	129	99	30	185	13	1	199	183	16	328	282	46

27.2 Interessenze di minoranza – 1.443 milioni di euro

Le Interessenze di minoranza registrano un aumento di 349 milioni di euro, principalmente riconducibile alla rilevazione del risultato di competenza del periodo (pari a 55 milioni di euro) e del risultato netto rilevato direttamente a patrimonio netto (pari a 16 milioni di euro) riferibile principalmente alle differenze cambio rilevate nella specifica riserva di traduzione.

Si segnala inoltre che la cessione di una quota di minoranza in Nord America (come descritto nella sezione "Principali variazioni dell'area di consolidamento") ha determinato un incremento del patrimonio netto di terzi (pari a 314 milioni di euro).

Passività non correnti

28. Finanziamenti – 6.419 milioni di euro (di cui quota corrente 332 milioni di euro)

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 30 giugno 2015 con distinzione per tipologia di finanziamento e tassi di interesse:

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair Value	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair Value
al 30.06.2015						al 31.12.2014				
- tasso fisso	658	658	30	629	721	604	604	18	586	684
- tasso variabile	2.256	2.237	175	2.061	2.373	2.321	2.300	175	2.125	2.469
Totale Debiti verso banche	2.914	2.895	205	2.690	3.094	2.925	2.904	193	2.711	3.153
- tasso fisso	886	886	117	769	1.058	823	823	120	703	1.007
- tasso variabile	172	172	10	162	189	176	176	10	166	190
Totale Debiti verso altri finanziatori	1.058	1.058	127	931	1.247	999	999	130	869	1.197
- tasso fisso	2.454	2.454	-	2.454	3.172	2.455	2.455	-	2.455	3.296
- tasso variabile	12	12	-	12	-	-	-	-	-	-
Totale Finanziamenti da società correlate	2.466	2.466	-	2.466	3.172	2.455	2.455	-	2.455	3.296
TOTALE FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE	6.438	6.419	332	6.087	7.513	6.379	6.358	323	6.035	7.646

La voce "Debiti verso banche", pari a 2.895 milioni di euro (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi pari a 205 milioni di euro), evidenzia un decremento di 9 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, principalmente riferibile ai rimborsi di finanziamenti (148 milioni di euro), all'accensione di nuovi finanziamenti (89 milioni di euro) e all'effetto cambio (negativo per 48 milioni di euro).

Di seguito si riepilogano i principali rimborsi dei finanziamenti esistenti al 31 dicembre 2014:

- > 50 milioni di euro relativo al rimborso anticipato del finanziamento concesso da Unicredit alla controllata italiana Partecipazioni Speciali;
- > 28 milioni di euro relativi ai finanziamenti concessi da Citibank e Santander alla holding Olandese EGPI B.V.;
- > 25 milioni di euro relativi ai finanziamenti concessi alla capogruppo Enel Green Power S.p.A. dalla BEI e da Intesa Sanpaolo;
- > 15 milioni di euro relativi al totale rimborso anticipato del project financing concesso da Eurobank Egasias alla controllata greca Kalenta;
- > 13 milioni di euro relativi ai finanziamenti concessi con la formula del project finance ad alcune controllate spagnole.

L'accensione dei nuovi finanziamenti è relativo al finanziamento a tasso variabile per i progetti cileni (pari a 75 milioni di dollari, equivalenti a circa 67 milioni di euro) e per il progetto italiano di biomasse tramite la formula del project financing (pari a 22 milioni di euro).

La voce "Debiti verso altri finanziatori" pari a 1.058 milioni di euro (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi per 127 milioni di euro) evidenzia un incremento di 59 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente riferibile ai rimborsi di finanziamenti relativi alle tax partnership nord americane (53 milioni di euro), all'accensione di nuovi finanziamenti su progetti eolici e solari in Sud Africa (48 milioni di euro) e all'effetto cambio (negativo per 64 milioni di euro).

La voce "Finanziamenti da società correlate" accoglie il finanziamento erogato da Enel Finance International NV ad Enel Green Power International BV per 2.466 milioni di euro (2.455 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* delle passività sopra citate, esse sono classificate come livello 2.

Di seguito i dettagli dei finanziamenti tramite *project financing* e *leasing* finanziario.

Paese	n.contratti	Milioni di euro	Tecnologia	Pro solvendo/ Pro soluto
Nord America	3	30	Idroelettrica - Eolica	Prosoluto
Spagna	9	209	Eolica	Prosoluto
Portogallo	2	20	Eolica	Pro solvendo
Italia	2	34	Solare	Prosoluto
Totale	16	293		

Paese	n.contratti	Milioni di euro	Tecnologia	Pro solvendo/ Pro soluto
Italia	14	156	Eolica - Solare	Prosoluto
Totale	14	156		

Si segnala che i finanziamenti erogati attraverso la formula del *project financing*, pari a complessivi 293 milioni di euro al 30 giugno 2015, si riferiscono principalmente a società mono impianto nei quali il Gruppo detiene generalmente la maggioranza delle quote. Tali finanziamenti obbligano i soci, unitamente alle società progetto, al rispetto di taluni parametri societari e finanziari.

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso d'interesse.

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo	Saldo	Tasso medio di	Tasso di interesse
		contabile	contabile	interesse in	effettivo in vigore
	al 30.06.2015	al 30.06.2015	al 31.12.2014	al 30.06.2015	
Euro	4.516	4.506	4.625	3,69%	3,75%
Dollaro USA	1.608	1.604	1.462	5,64%	5,83%
Peso Messicano	46	46	48	7,91%	7,91%
Real Brasiliano	196	191	212	15,38%	15,38%
Altre valute	72	72	11	9,42%	9,68%
Totale valute non euro	1.922	1.913	1.733		
Totale	6.438	6.419	6.358		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro evidenzia un incremento di 180 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. La variazione è attribuibile principalmente all'incasso della seconda tranche del finanziamento per i progetti cileni (75 milioni di dollari, equivalenti a 67 milioni di euro) e ai nuovi finanziamenti per i nuovi progetti Sudafricani (652 milioni di zar, equivalenti a 48 milioni di euro).

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

Milioni di euro	30.06.2015	31.12.2014	Variazione
Depositi bancari e postali	431	335	96
Titoli	-	140	(140)
Liquidità	431	475	(44)
Altri crediti finanziari a breve termine	61	285	(224)
Debiti verso banche a breve termine	(9)	(13)	4
Quota corrente di debiti verso banche	(205)	(193)	(12)
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori e parti correlate	(127)	(130)	3
Altri debiti finanziari a breve termine	(1.498)	(852)	(646)
Indebitamento finanziario corrente	(1.839)	(1.188)	(651)
Indebitamento finanziario corrente netto	(1.347)	(428)	(919)
Debiti verso banche	(2.690)	(2.711)	21
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	(3.397)	(3.324)	(73)
Indebitamento finanziario non corrente	(6.087)	(6.035)	(52)
Indebitamento finanziario netto come da Comunicazione CONSOB	(7.434)	(6.463)	(971)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	430	425	5
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(7.004)	(6.038)	(966)

29. TFR e altri benefici ai dipendenti – 44 milioni di euro

La voce “TFR ed altri benefici ai dipendenti” risulta sostanzialmente in linea rispetto al 31 dicembre 2014, in quanto nel periodo non si sono verificate variazioni significative delle ipotesi attuariali già utilizzate ai fini del bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 e conseguentemente nel prospetto dell’utile complessivo del periodo non sono stati rilevati utili e perdite attuariali rilevanti.

30. Fondi rischi e oneri – 148 milioni di euro - di cui quota a breve 15 milioni di euro

Milioni di euro		di cui quota corrente
Saldo al 31 Dicembre 2014	150	20
Accantonamenti	11	1
Utilizzi	(20)	(8)
Effetto cambi	3	-
Altri movimenti	4	2
Saldo al 30 Giugno 2015	148	15

31. Altre passività non correnti – 179 milioni di euro

Milioni di euro	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Debiti per canoni e contributi urbanizzazione	51	51	-
Debiti per acquisto attività e business	21	13	8
Altri debiti diversi	107	128	(21)
Totale	179	192	(13)

I “Debiti per acquisto attività e business” si riferiscono prevalentemente alla rilevazione del diritto di opzione per l’acquisto delle quote azionarie di alcuni progetti in America Latina, per un importo pari a 21 milioni di euro al 30 giugno 2015.

In merito al livello di gerarchia del *fair value*, il derivato associato è classificato come livello 3; il valore nozionale è corrispondente al rispettivo fair value e nel corso del periodo non ha prodotto effetti significativi a Conto economico.

Passività correnti

32. Finanziamenti a breve termine – 1.507 milioni di euro

Milioni di euro	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Debiti verso correlate	1.479	832	647
Debiti verso altri finanziatori	19	20	(1)
Debiti verso banche	9	13	(4)
Totale	1.507	865	642

La voce in oggetto registra un incremento pari a 642 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, principalmente per l’effetto dell’aumento dell’esposizione debitoria di Enel Green Power International BV verso Enel Finance International (pari a 686 milioni di euro).

33. Debiti commerciali – 756 milioni di euro

I “Debiti commerciali” diminuiscono di 132 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente per effetto del pagamento nel primo semestre 2015 dei debiti commerciali per i rilevanti investimenti operativi realizzati nell’esercizio 2014.

34. Debiti per imposte sul reddito – 134 milioni di euro

I “Debiti per imposte sul reddito” aumentano di 54 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 per effetto della rilevazione della stima delle imposte sul reddito del periodo da parte della Capogruppo.

35. Altre passività finanziarie correnti – 89 milioni di euro

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Altri debiti finanziari correnti	21	27	(6)
Ratei e risconti passivi finanziari correnti	68	55	13
Totale	89	82	7

36. Altre passività correnti – 344 milioni di euro

Milioni di euro

	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazione
Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione	16	31	(15)
Debiti verso personale e verso istituti previdenziali	53	51	2
Debiti per acquisto attività e business	115	90	25
Acconti e ratei passivi	50	79	(29)
Altri debiti diversi	110	152	(42)
Totale	344	403	(59)

I “Debiti per acquisto attività e business” si riferiscono alla rilevazione del diritto di opzione per l’acquisto della quota azionaria in Maicor Wind (10 milioni di euro) e in Renovables de Guatemala (11 milioni di euro). La voce accoglie inoltre l’iscrizione del debito per componenti eventuali del costo di acquisizione (*contingent consideration*) dei business localizzati in Nord America (54 milioni di euro) e in Sud Africa (40 milioni di euro).

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* delle passività sopra citate, esse sono classificate come livello 3. Infine, nel corso del periodo non hanno prodotto effetti significativi a Conto economico.

Gli “Altri debiti diversi” registrano una riduzione di 42 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, e si riferiscono principalmente ai debiti IVA in Messico (23 milioni di euro).

37. 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 nella Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2014.

Nei sottoparagrafi seguenti, sono evidenziati i saldi contabili relativi a strumenti derivati, distinti per tipologia e scadenza.

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che i derivati sono tutti classificati come livello 2.

37.1 Derivati attivi

Milioni di euro	Non Corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al 30.06.2015	al 31.12.2014	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni	al 30.06.2015	al 31.12.2014	al 30.06.2015	al 31.12.2014	Variazioni
Derivati designati come strumenti di copertura:										
Cash flow hedge										
sul rischio di tasso d'interesse	150	-	2	-	2	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	11	-	2	-	2
sul rischio di prezzo su commodity	11	112	5	7	(2)	7	326	4	18	(14)
Totale	161	112	7	7	-	18	326	6	18	(12)
Derivati al FVTPL:										
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	106	47	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	106	47	-	-	-
Totale derivati attivi	161	112	7	7	-	124	373	6	18	(12)

Contratti derivati non correnti

Il valore nozionale dei contratti derivati su tassi di interesse classificati tra le attività non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 30 giugno 2015 pari a 150 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 2 milioni di euro.

I derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse sono variati essenzialmente per effetto di nuove operazioni di copertura di finanziamenti tramite *interest rate swap* stipulati a tassi più bassi rispetto alle curve di mercato del 30 giugno 2015.

Contratti derivati correnti

Il valore nozionale dei contratti derivati su tasso di cambio, sia di *trading* sia di *cash flow hedge*, classificati tra le attività correnti risulta al 30 giugno 2015 pari a 117 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 2 milioni di euro.

L'incremento del loro valore nozionale e del relativo *fair value* è principalmente connesso alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

37.2 Derivati passivi

Milioni di euro	Non Corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value		Variaz ione	Valore nozionale		Fair value		Variaz ione
	al 30.06.20 15	al 31.12.20 14	al 30.06.20 15	al 31.12.20 14		al 30.06.20 15	al 31.12.20 14	al 30.06.20 15	al 31.12.20 14	
Derivati designati come strumenti di copertura:										
Cash flow hedge										
sul rischio di tasso d'interesse	1.038	1.098	72	95	(23)	-	-	-	-	-
sul rischio di prezzo su commodity	131	34	4	1	3	296	33	8	1	7
Totale	1.169	1.132	76	96	(20)	296	33	8	1	7
Derivati al FVTPL:										
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	470	594	1	6	(5)
Totale	-	-	-	-	-	470	594	1	6	(5)
Totale derivati passivi	1.169	1.132	76	96	(20)	766	627	9	7	2

Contratti derivati non correnti

Il valore nozionale dei contratti derivati su tassi di interesse classificati tra le passività non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 30 giugno 2015 pari a 1.038 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 72 milioni di euro.

Il miglioramento del *fair value* è dovuto principalmente al generale aumento della curva dei tassi di interesse verificatosi nel corso dell'anno.

Contratti derivati correnti

Il valore nozionale dei contratti derivati su tasso di cambio *di trading* classificati tra le passività correnti, risulta al 30 giugno 2015 pari a 470 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 1 milione di euro.

Il decremento del loro valore nozionale e il miglioramento del *fair value* è principalmente connesso alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

38. Attività e passività valutate al fair value

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

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

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

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

- > Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la società può accedere alla data di valutazione;
- > Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la

passività, sia direttamente (come i prezzi) o indirettamente (derivati da prezzi);

> Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

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

39. Informativa sulle parti correlate

Nel corso del mese di dicembre 2010, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel Green Power SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (disponibile all'indirizzo internet http://www.enelgreenpower.com/it-IT/company/governance/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis cod. civ. e dalla disciplina attuativa dettata dalla Consob.

In particolare, nel corso del primo semestre del 2015, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività, tra cui:

- > gestione del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse e tassi di cambio;
- > erogazione di prestazioni professionali e servizi;
- > gestione di servizi comuni;
- > compravendita di energia;
- > compravendita di certificati verdi.

Il Gruppo ha concluso con le proprie parti correlate operazioni ordinarie di natura commerciale e finanziaria a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard.

Ai rapporti sopra descritti occorre aggiungere l'esercizio dell'opzione per il "Consolidato Fiscale Nazionale" con la controllante Enel SpA.

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86, artt. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", si informa che per Enel Green Power SpA il suddetto regime è ancora in corso di validità, dal momento che lo ha rinnovato per il periodo 2013-2015; per Enel Green Power Partecipazioni Speciali, la società procederà al rinnovo per il periodo d'imposta 2015-2017 entro i termini di legge.

Si evidenzia inoltre che nel corso del primo semestre 2015 è stata approvata un'operazione con parte correlata Enel Finance International NV qualificata come operazione ordinaria di maggiore rilevanza compiuta da Enel Green Power SpA e conclusa a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard. Tale operazione rientra nelle ipotesi di esenzione di cui all'art. 13, comma 3, lett. c), del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla Consob con Delibera n.17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche ("Regolamento Parti Correlate") e della procedura al

riguardo adottata da Enel Green Power SpA in attuazione del regolamento stesso. In quanto tale, essa non è dunque soggetta agli obblighi di pubblicazione previsti per le operazioni con parti correlate di maggiore rilevanza dall'art. 5, commi da 1 a 7, del Regolamento Parti Correlate. Detta operazione è stata comunque oggetto di specifica comunicazione alla Consob secondo quanto previsto dal richiamato articolo 13, comma 3, lett. c).

Di seguito si riepilogano le principali caratteristiche:

Parte dell'operazione: Enel Green Power SpA;

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV;

Natura della relazione con la parte correlata: società soggetta al comune controllo di Enel SpA;

Oggetto e corrispettivo dell'operazione: contratto di finanziamento a lungo termine (*Loan Facility Agreement*) per un importo di 500 milioni di euro. Le condizioni del contratto di finanziamento sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti.

La tabella di seguito riportata evidenzia i rapporti di natura economico-finanziaria e patrimoniale intrattenuti dal Gruppo con le sue parti correlate per il primo semestre del 2015:

Milioni di euro	Parti correlate													Società Collegate e a controllo congiunto			Totale	Totale Voce di Bilancio	Incidenza %	
	Enel SpA	Enel Italia Srl	Enel Produzione Spa	Enel Trade Spa	Enel Finance International NV	Enel. Factor Spa	GSE Spa	GME Spa	Terna Spa	Endesa Fortaleza	Endesa Chile	Enel Energia Spa	Enel Energie Muntenia	Enel Energie SA	Osage	ENEOP				Altre minori
Rapporti patrimoniali																				
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	403	17	420	464	90,5%
Altre attività non correnti	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	246	1,2%
Crediti commerciali	1	2	109	10	-	-	35	-	-	2	4	-	1	1	2	-	5	172	466	36,9%
Crediti per imposte sul reddito	64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	65	142	45,8%
Altre attività finanziarie correnti e derivati	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	10	16	72	22,2%
Altre attività correnti	8	-	-	3	-	-	78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	93	487	19,1%
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	-	2.466	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.466	6.419	38,4%
Derivati passivi non correnti	51	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54	76	71,1%
Finanziamenti a breve termine	518	-	-	-	960	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1.479	1.507	98,1%
Debiti commerciali	11	29	21	2	-	14	1	-	-	-	-	3	-	-	40	-	10	131	756	17,3%
Altre passività finanziarie correnti e derivati	8	-	-	5	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	62	98	63,3%
Altre passività correnti	-	-	-	5	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	11	344	3,2%
Rapporti economici																				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	-	-	61	-	-	21	295	11	10	18	-	11	11	1	-	13	452	1.183	38,2%
Altri ricavi e proventi	-	-	-	-	-	-	169	-	2	-	-	-	-	-	-	-	3	174	410	42,4%
Acquisti energia e altri combustibili	-	-	1	-	-	-	-	10	2	-	-	-	-	-	-	-	1	14	86	16,3%
Servizi e altri materiali	8	18	4	-	-	-	1	2	-	-	-	4	-	-	-	-	5	42	267	15,7%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(67)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(67)	(58)	-
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	11	-	-	-	(100)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	2	(76)	(71)	-

La società controllante Enel SpA

I rapporti con la controllante Enel SpA riguardano principalmente i) la centralizzazione presso la Capogruppo di alcune funzioni di supporto inerenti alle attività legali, personale, segreteria societaria, amministrazione, pianificazione e controllo relative a Enel Green Power; ii) i servizi di direzione e coordinamento svolti dalla Capogruppo Enel SpA nei confronti di Enel Green Power.

Parti correlate interne al Gruppo Enel

I rapporti più significativi con le società controllate da Enel SpA riguardano:

- > Enel Trade SpA: vendita di energia e di certificati verdi da Enel Green Power SpA a Enel Trade SpA e gestione del rischio su *commodity* effettuata da Enel Trade SpA per le società del Gruppo Enel Green Power;
- > Enel Produzione SpA: vendita di energia da Enel Green Power SpA a Enel Produzione SpA e prestazione di servizi di teleconduzione degli impianti idroelettrici ed eolici, mantenimento in sicurezza delle dighe e manutenzione degli impianti idroelettrici svolti da Enel Produzione SpA per Enel Green Power SpA;
- > Enel Italia Srl: gestione dei servizi di approvvigionamento, gestione degli spazi, servizi amministrativi, di ristorazione e di gestione del parco macchine svolti da Enel Italia Srl per Enel Green Power SpA;
- > Enel Ingegneria e Ricerca SpA: servizi consulenziali e gestione tecnica dei progetti relativi alla costruzione di nuovi impianti svolti da Enel Ingegneria e Ricerca SpA per Enel Green Power SpA e le società del Gruppo;
- > Enel Finance International NV: erogazione di finanziamenti a Enel Green Power SpA e alle società del Gruppo;
- > società all'interno del subgruppo Endesa: gestione di servizi amministrativi, di fornitura di *software* e *hardware* e di compravendita di energia per il subgruppo Enel Green Power España.

Parti correlate esterne al Gruppo Enel

In quanto operatore nel campo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili Enel Green Power vende energia elettrica e usufruisce di servizi di distribuzione e trasporto per un certo numero di società controllate dallo Stato (azionista del Gruppo Enel SpA).

I rapporti con le imprese possedute o controllate dallo Stato riguardano principalmente:

- > Gestore dei Mercati Energetici SpA;
- > Gestore dei Servizi Energetici SpA;
- > Terna SpA.

40. Passività e attività potenziali

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

LaGeo

Secondo quanto previsto dall'accordo quadro, la risoluzione definitiva del contenzioso in essere con la Repubblica di El Salvador e l'estinzione del procedimento arbitrale ICSID sono soggette all'avveramento di determinate condizioni (estinzione delle azioni giudiziarie locali pendenti nei confronti di EGP e dei suoi rappresentanti) che si sarebbero dovute verificare nel termine di sei mesi. E' in corso di accertamento lo stato di avveramento delle suddette condizioni. Nelle more il procedimento ICSID è stato sospeso.

CIS e Interporto Campano

Secondo Arbitrato

In data 18 febbraio 2015, con lodo non definitivo, il Collegio Arbitrale ha rigettato l'eccezione di incompetenza promossa da EGP.

Procedimenti cautelari.

In data 6 marzo 2015 il Tribunale di Nola con ordinanza resa fuori udienza ha preso atto che sono venute meno le esigenze cautelari e ha dichiarato cessata la materia del contendere.

Bagnore 3

A marzo 2015 il Forum Ambientalista ha presentato ricorso al TAR Toscana nei confronti della Determinazione Dirigenziale con la quale la Provincia di Grosseto ha rilasciato ad Enel Green Power Spa l'Autorizzazione Unica Ambientale relativa al rinnovo (ex artt. 269 e 281, co. 1, D.Lgs. 152/2006) dell'autorizzazione alle emissioni in atmosfera originate dall'attività della centrale geotermoelettrica denominata "Bagnore 3".

Il ricorso è accompagnato dalla richiesta di sospensione cautelare degli effetti dei provvedimenti impugnati.

Il TAR Toscana, con ordinanza del 17 aprile 2015 ha respinto la domanda cautelare di sospensione degli effetti della citata autorizzazione, condannando l'associazione ricorrente anche al pagamento delle spese di giudizio.

Il giudizio prosegue per il merito; l'udienza dovrà essere fissata.

Bagnore 4

Con sentenza del 26 maggio 2015, il Consiglio di Stato ha dichiarato improcedibili gli appelli proposti dal WWF, Forum Ambientalista e Italia Nostra contro la sentenza di primo grado del TAR Toscana.

EGPE contro Ministero dell'Industria Energia e Turismo

Nel mese di aprile 2015 il Tribunale Superiore di Giustizia di Madrid ha rigettato il ricorso relativo all'impianto eolico di Angosturas. In data 19 giugno 2015 EGP ha pertanto promosso appello dinanzi alla Corte Suprema avverso il predetto provvedimento del Tribunale Superiore di Giustizia di Madrid.

Contenzioso relativo a parchi eolici di EGPE in Spagna

Le autorizzazioni amministrative relative ai parchi eolici di Valdesamario e Peña del Gato, così come quelle relative alle linee elettriche di alta tensione di Villameca e alle sottostazioni (SET) di Ponjos e Villameca, sono state impugnate dall'organizzazione ambientalista SEO.

In particolare, con riferimento alla SET di Villameca, in data 25 ottobre 2012 il giudice di primo grado, in accoglimento del ricorso presentato dalla SEO, ha annullato l'autorizzazione della *Comunidad Autonoma Castilla y Leon*. La sentenza del giudice di primo grado è stata, tuttavia, successivamente annullata dalla Corte d'Appello in data 29 settembre 2014.

Con riferimento al parco eolico di Peña del Gato, in data 30 settembre 2013 il Tribunale di primo grado ha accolto le richieste della SEO di annullamento dell'autorizzazione della *Comunidad Autonoma Castilla y Leon*. Avverso tale decisione EGPE ha proposto giudizio di appello dinanzi alla Corte Suprema. Con sentenza notificata in data 28 luglio 2015 la Cassazione spagnola ha rigettato il ricorso di EGPE confermando pertanto la sentenza di primo grado. EGPE sta ora valutando tutte le possibili alternative per regolarizzare i profili autorizzativi del parco.

Infine, con riferimento al parco eolico di Valdesamario, sono intervenute due separate pronunce del Tribunale di primo grado. La prima, in data 9 aprile 2013 ha annullato il permesso di costruire comunale. EGPE ha prontamente impugnato tale sentenza. Il giudizio di appello è tuttora in corso. La seconda, in data 21 marzo 2014, ha annullato l'autorizzazione della *Comunidad Autonoma Castilla y Leon*. Contro tale decisione è pendente giudizio di appello dinanzi alla Corte Suprema. Entrambe le predette sentenze, nelle more della definizione dei rispettivi giudizi di appello, non sono esecutive.

Procedimento amministrativo cautelare e arbitrato Chucas.

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

In base al contratto BOT sottoscritto, l'impianto sarebbe dovuto entrare in operazione il 26 settembre del 2014. Per diverse ragioni - tra queste inondazioni, frane, slittamento dei versanti della montagna - il progetto ha subito un incremento dei costi e ritardi nella realizzazione, con conseguente ritardo nella obbligazione di fornitura di energia.

In considerazione di ciò, Chucas ha presentato nel 2012 e nel 2013, in primo grado e in appello, istanza amministrativa a ICE per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti e di una proroga per l'inizio dell'entrata in esercizio dell'impianto. L'ICE ha rigettato tale istanza nel corso del 2015 ed ha anche notificato due multe per circa 9 milioni di dollari relative ai ritardi nella messa in esercizio dell'impianto. A seguito della richiesta cautelare di Chucas, il Tribunale amministrativo ha inizialmente concesso la sospensione del pagamento. Il Tribunale ha successivamente revocato la misura cautelare su richiesta dell'ICE. Avverso tale decisione, Chucas ha, dunque, presentato una richiesta di revocazione davanti al Tribunale ed, in via sussidiaria, al Tribunal de Apelaciones. Il Tribunale ha rigettato la richiesta di revocazione ed ha trasmesso il fascicolo al Tribunal de Apelación. Quest'ultimo, con decisione comunicata il 23 luglio 2015, ha dichiarato di non essere competente a conoscere la questione per ragioni procedurali. Il 24 luglio 2015 ICE ha, dunque, chiesto il pagamento di una delle multe, per circa 4,7 milioni di dollari. Chucas ha dunque presentato nuove richieste di misure cautelari ed il Tribunale ha concesso la sospensione del pagamento della multa con provvedimento del 29 luglio 2015.

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

Contenziosi Enel.si

Le uniche novità occorse rispetto ai giudizi pendenti sono:

- la sentenza favorevole della CTP di Roma n°7960/32/15 avverso l'ultimo ricorso per il quale si era ancora in attesa di giudizio, relativo agli acquisti nazionali e intracomunitari del 2007;
- la notifica del ricorso in Cassazione della Dogana di Piacenza avverso la CTR di Bologna sul primo contenzioso instaurato con la suddetta Dogana. La società ha presentato il controricorso nei termini di legge;
- la sentenza favorevole della CTP di Roma n°15397/46/15 con la quale sono stati accolti tutti i ricorsi proposti dalla Società avverso i 4 atti di contestazione e avvisi di accertamento emessi dalla Dogana di Pomezia.

41. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo⁹

Enel Green Power ed Endesa Chile firmano un contratto per la fornitura di energia rinnovabile

9 luglio 2015 – Enel Green Power S.p.A. (“Enel Green Power”), tramite la società controllata Enel Green Power Chile Ltda (“Enel Green Power Chile”), ed Empresa Nacional de Electricidad SA (“Endesa Chile”) hanno sottoscritto un contratto a lungo termine per la fornitura di energia e la vendita di certificati verdi in Cile della durata di circa 25 anni, per un progetto geotermico e un progetto fotovoltaico, e di circa 20 anni, per un progetto eolico. Il contratto, che ha un valore complessivo stimato fino a 3,5 miliardi di dollari statunitensi, consentirà ad Enel Green Power Chile di sviluppare i tre impianti con una capacità installata totale di circa 300 MW, per un investimento di circa 800 milioni di dollari statunitensi.

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione del più grande impianto fotovoltaico del Cile

9 luglio 2015 – Enel Green Power (“EGP”) ha avviato i lavori per la costruzione di un nuovo impianto solare fotovoltaico, Finis Terrae, in Cile. Con una capacità installata totale di 160 MW, Finis Terrae, una volta completato, sarà il più grande parco fotovoltaico del Cile. L’impianto, situato nella regione di Antofagasta, sarà in grado di generare, una volta in esercizio, oltre 400 GWh all’anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 198 mila famiglie cilene, evitando così l’emissione in atmosfera di più di 198 mila tonnellate di CO₂ all’anno. La realizzazione dell’impianto, in linea con gli obiettivi di crescita dell’attuale piano industriale di Enel Green Power, richiede un investimento complessivo di circa 270 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Al progetto è associato un contratto a lungo termine di vendita dell’energia prodotta (Power Purchase Agreement - PPA) con Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile). L’energia generata da Finis Terrae, il cui completamento ed entrata in esercizio sono previsti entro il primo semestre 2016, sarà consegnata alla rete di trasmissione cilena SING (Sistema Interconnesso del Norte Grande).

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Cile

9 luglio 2015 – Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di un nuovo parco eolico, Los Buenos Aires, il primo della società nella regione di Bio-Bio, in Cile. L’impianto avrà una capacità installata totale di 24 MW. Una volta in esercizio, Los Buenos Aires sarà in grado di generare oltre 86 GWh all’anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di circa 40 mila famiglie cilene, evitando così l’emissione in atmosfera di più di 41 mila tonnellate di CO₂ all’anno. Al progetto è associato un contratto a lungo termine di vendita dell’energia prodotta (Power Purchase Agreement – PPA) con Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile). La realizzazione dell’impianto, in linea con gli obiettivi di crescita dell’attuale piano industriale di Enel Green Power, richiede un investimento complessivo di circa 55 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Los Buenos Aires sarà costruito nella municipalità di Los Angeles, 500 chilometri a sud di Santiago. L’energia generata dal parco sarà consegnata alla rete di trasmissione cilena SIC (Sistema Interconnesso Centrale).

Enel Green Power avvia i lavori per la costruzione di un nuovo impianto eolico in Messico

14 luglio 2015 – Enel Green Power (“EGP”) ha avviato i lavori per la costruzione di Vientos del Altiplano, il suo primo parco eolico nello stato di Zacatecas, in Messico. L’impianto avrà una capacità installata totale di 100 MW e verrà costruito nei comuni di Mazapil e Villa de Cos, nello stato di Zacatecas. Una volta in esercizio, Vientos del Altiplano, composto da 50 turbine da 2 MW ciascuna, sarà in grado di generare oltre 280 GWh all’anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di oltre 161 mila famiglie messicane, evitando così l’emissione in atmosfera di oltre 157 mila tonnellate di CO₂ all’anno. La realizzazione

⁹ Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

dell'impianto, in linea con gli obiettivi di crescita dell'attuale piano industriale di Enel Green Power, richiede un investimento complessivo di circa 220 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Al progetto, il cui completamento ed entrata in esercizio sono previsti entro il secondo semestre del 2016, sono associati contratti a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (Power Purchase Agreement - PPA).

Enel Green Power ed Enap avviano in Cile lavori per il primo impianto geotermico in Sud America

14 luglio 2015 – Enel Green Power ed Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), la società statale cilena attiva nel settore degli idrocarburi, hanno avviato in Cile i lavori per la costruzione di Cerro Pabellón, il primo impianto geotermico di tutto il Sud America. Cerro Pabellón, situato nel comune di Ollague, nella regione di Antofagasta, in pieno altopiano andino, sarà anche il primo impianto geotermico al mondo costruito a 4.500 metri sopra il livello del mare. L'impianto, detenuto da Geotérmica del Norte SA, società controllata al 51% da Enel Green Power Chile Ltda e partecipata al 49% da ENAP, è composto da due unità da 24 MW per una capacità installata totale lorda di 48 MW. Cerro Pabellón, una volta in esercizio, sarà in grado di generare circa 340 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo annuale di quasi 165 mila famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di più di 166 mila tonnellate di CO2 all'anno. La realizzazione dell'impianto, in linea con gli obiettivi di crescita dell'attuale piano industriale di Enel Green Power, richiede un investimento complessivo di circa 320 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Al progetto, il cui completamento ed entrata in esercizio sono previsti entro il primo semestre del 2017, sono associati contratti a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (Power Purchase Agreement - PPA). L'energia generata da Cerro Pabellón sarà consegnata alla rete di trasmissione cilena SING (Sistema Interconectado del Norte Grande).

Enel Green Power aggiunge nuova capacità eolica negli Stati Uniti

16 luglio 2015 – Enel Green Power S.p.A. ("Enel Green Power"), attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc. ("EGP-NA"), ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Osage, nell'omonima contea, in Oklahoma. Il nuovo parco, detenuto da Osage Wind, LLC, al 50% di proprietà di EGP-NA, con una capacità installata totale di 150 MW è grado di generare oltre 620 GWh all'anno, equivalenti ai consumi annuali di più di 53 mila famiglie americane, evitando l'emissione in atmosfera di quasi 300 mila tonnellate di CO2 all'anno.

Enel Green Power: entra in esercizio un nuovo impianto eolico in Messico

16 luglio 2015 – Enel Green Power (EGP) ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Dominica II in Messico, nello stato di San Luis Potosi. L'impianto aggiunge 100 MW a quello di Dominica I già in esercizio, portando così la capacità installata totale del complesso eolico a 200 MW. Il parco, situato nel Municipio di Charcas, è composto da 50 turbine da 2 MW ciascuna ed è in grado di generare oltre 250 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno annuale di circa 143 mila famiglie messicane, evitando l'emissione in atmosfera di circa 140 mila tonnellate di CO2 all'anno. I due parchi insieme saranno in grado di produrre più di 510 GWh all'anno. La realizzazione di Dominica II, in linea con gli obiettivi di crescita dell'attuale piano industriale di Enel Green Power, ha richiesto un investimento complessivo di quasi 160 milioni di dollari statunitensi. L'investimento è stato in parte finanziato attraverso un prestito erogato da Banco Santander, con una copertura dell'Agenzia spagnola per il credito alle esportazioni, CESCE. Ai progetti di Dominica I e II sono associati contratti a lungo termine di vendita dell'energia prodotta (Power Purchase Agreement - PPA) per la fornitura di energia.

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

Attestazione dell'Amministratore delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel Green Power al 30 giugno 2015, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81-ter del Regolamento Consob 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Venturini e Giulio Antonio Carone, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel Green Power S.p.A. 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 Green Power e
 - b. l'effettiva applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel Green Power, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2015 ed il 30 giugno 2015.
2. Al riguardo si segnala che:
 - > l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel Green Power 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);
 - > 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 Green Power al 30 giugno 2015:
 - > 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;
 - > corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - > 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 ad una descrizione dei principali rischi ed incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 29 luglio 2015

Francesco Venturini
Amministratore Delegato di Enel Green Power
S.p.A.

Giulio Antonio Carone
Dirigente preposto alla redazione dei documenti
contabili societari di Enel Green Power S.p.A.

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 30 giugno 2015

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dell'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel Green Power SpA e a esse collegate al 30 giugno 2015, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti.

Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, la valuta in cui è espresso, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Denominazione	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo Consolidamento
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000	EUR	Enel SpA	100,0%	68,29%	Holding
Denominazione	Sede Legale	Nazione	Capitale Sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo Consolidamento
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York	USA	-	USD	Hydro Development Group Acquisition, LLC Pyrites Hydro, LLC	51,0%	50,00% 50,00%	Integrale
3-101-665717 S.A.	Costa Rica	Costa Rica	10.000	CRC	PH Chucas SA	62,5%	100,00%	Integrale
3SUN Srl	Catania	Italia	35.205.984	EUR	Enel Green Power SpA	100,0%	100,00%	Integrale
ADAMS SOLAR PV PROJECT TWO (RF) PTY LTD	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,0%	60,00%	Integrale
Adam Solar PV Project Three (Pty) Ltd.	Mowbray	Repubblica del Sudafrica	1	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,0%	100,00%	Integrale
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power Solar Energy Srl	80,0%	80,00%	Integrale
Aguilon 20 SA	Zaragoza	Spagna	2.682.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,6%	51,00%	Integrale
Albany Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Almeyda Solar SpA	Santiago	Cile	1.736.965.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	99,9%	100,00%	Integrale
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	3.010	EUR	Enel Green Power España SL	60,0%	100,00%	Integrale
Altomonte Fv Srl	Cosenza	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,0%	100,00%	Integrale
Alvorada Energia SA	Rio De Janeiro	Brasile	17.117.416	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale
Annandale Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Apiacàs Energia SA	Rio De Janeiro	Brasile	21.216.846	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale
Aquenergy Systems LLC	Greenville	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Atwater Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Aurora Distributed Solar, LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Autumn Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Barnet Hydro Company LLC	Burlington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc Sweetwater Hydroelectric LLC	100,0%	10,00% 90,00%	Integrale
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia	USA	-	USD	Beaver Valley Holdings LLC	67,5%	67,50%	Integrale
Beaver Valley Holdings LLC	Philadelphia	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Beaver Valley Power Company LLC	Philadelphia	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finger-Gestao De Projectos Energéticos SA	30,6%	51,00%	Integrale
Black River Hydro Assoc	New York	USA	-	USD	(Cataldo) Hydro Power Associates Enel Green Power North America Inc	63,3%	75,00% 25,00%	Integrale
Boiro Energia SA	Boiro	Spagna	601.010	EUR	Enel Green Power España SL	24,0%	40,00%	Patrimonio Netto
Boott Field LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Boott Hydropower Inc	Boston	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Bp Hydro Associates	Boise	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc Chi Idaho LLC	100,0%	32,00% 68,00%	Integrale
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc Bp Hydro Associates	100,0%	24,08% 75,92%	Integrale
Brooten Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Buffalo Dunes Wind Project, LLC	Topeka	USA	-	USD	EGPNA Development Holdings, LLC	75,0%	75,00%	Integrale
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Lombardy East	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,0%	100,00%	Integrale
Bypass Limited LLC	Boise	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Bypass Power Company LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Chi West LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Canastota Wind Power LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Caney River Wind Project LLC	Topeka	USA	-	USD	Rocky Caney Wind LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Carocraft (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	97,0%	97,00%	Integrale

Carodex (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,5%	98,49%	Integrale
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary	Canada	-	CAD	Enel Alberta Wind Inc Enel Green Power Canada Inc.	100,0%	0,10% 99,90%	Integrale
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210	EUR	Enel Green Power España SL	20,0%	33,30%	Patrimonio Netto
Cherokee Falls Hydroelectric Project, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Chi Black River LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Chi Idaho LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Chi Operations Inc	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Chi Power Inc	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Chi Power Marketing Inc	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Chi West LLC	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Chisago Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	75,0%	75,00%	Integrale
Cogeneración El Salto SL - in liquidazione	Zaragoza	Spagna	36.061	EUR	Enel Green Power España SL	12,0%	20,00%	-
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	720.000	EUR	Enel Green Power España SL	12,0%	20,00%	Patrimonio Netto
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,0%	95,00%	Integrale
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	S. Paio De Oleiros	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Pp - Co-Geração SA	60,0%	51,00% 49,00%	Integrale
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,4%	35,63%	Patrimonio Netto
Coneross Power Corporation Inc	Greenville	USA	110.000	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Consolidated Pumped Storage Inc	Wilmington	USA	550.000	USD	Enel Green Power North America Inc	81,8%	81,82%	Integrale
Consorcio Eólico Marino Cabo De Trafalgar SL	Cádiz	Spagna	200.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,0%	50,00%	Patrimonio Netto
Copenhagen Hydro, LLC	New York	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Corporación Eólica De Zaragoza SL	Zaragoza	Spagna	1.021.600	EUR	Enel Green Power España SL	15,0%	25,00%	Patrimonio Netto
Crucero Oeste Cinco S.p.A.	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Parque Eólico Renaico SpA	99,9%	100,00%	Integrale
Crucero Oeste Cuatro S.p.A	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Parque Eólico Renaico SpA	99,9%	100,00%	Integrale
Crucero Oeste Dos S.p.A.	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Parque Eólico Renaico SpA	99,9%	100,00%	Integrale
Crucero Oeste Tres S.p.A.	santiago	Cile	1.000.000	CLP	Parque Eólico Renaico SpA	99,9%	100,00%	Integrale
Crucero Oeste Uno S.p.A.	santiago	Cile	1.000.000	CLP	Parque Eólico Renaico SpA	99,9%	100,00%	Integrale
De Rock'I Srl	Bucarest	Romania	5.629.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,0%	0,00% 100,00%	Integrale
Depuracion Destilacion Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,0%	40,00%	Patrimonio Netto
Desarrollo de Fuerzas Renovables Srl de Cv	Città del Messico	Messico	5.313.807	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv	100,0%	99,99% 0,01%	Integrale
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Cile	351.604.338	CLP	Empresa Electrica Panguipulli SA	99,9%	100,00%	Integrale
Dietrich Drop, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Dioflash (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,0%	100,00%	Integrale
Dodge Center Distributed Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Dominica Energía Limpia Srl de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	279.282.225	MXN	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power México Srl de Cv	100,0%	0,04% 99,96%	Integrale
Drift Sand Wind Project, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
EGP BioEnergy Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Enel Green Power Puglia Srl	100,0%	100,00%	Integrale
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,0%	100,00%	Integrale
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Stillwater LLC	51,0%	100,00%	Integrale
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,0%	100,00%	Integrale

EGPNA Development Holdings, LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Development, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
EGPNA Hydro Holdings, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
EGPNA REP Holdings, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA Renewable Energy Partners, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
EGPNA REP Solar Holdings, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA Renewable Energy Partners, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
EGPNA REP Wind Holdings, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA Renewable Energy Partners, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
EGPNA Renewable Energy Partners, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA REP Holdings, LLC	51,0%	51,00%	Integrale
EGPNA Wind Holdings 1, LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Wind Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
ELECTRA CAPITAL (RF) PTY LTD	Johannesburg,	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,0%	60,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER BOA VISTA EÓLICA S.A	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,0%	99,00% 1,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	Rio De Janeiro	Brasile	2.131.724.677	BRL	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	100,0%	99,99% 0,01%	Integrale
ENEL GREEN POWER CABEÇA DE BOI S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	76.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER CRITALÂNDIA I EÓLICA S.A.	Brasile	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,9%	99,90%	Integrale
ENEL GREEN POWER DAMASCENA EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	70.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA PARQUE EÓLICO SERRA AZUL LTDA.	100,0%	99,00% 1,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER DELFINA A EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER DELFINA B EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER DELFINA C EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER DELFINA D EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER DELFINA E EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER DOIS RIACHOS EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER EMILIANA EOLICA SA	Rio de Janeiro	Brasile	177.500.000	BRL	PARQUE EOLICO CURVA DOS VENTOS LTDA ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00% 99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER ESPERANÇA EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,0%	99,00% 1,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER ITUVERAVA NORTE SOLAR S.A	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER ITUVERAVA SOLAR S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER ITUVERAVA SUL SOLAR S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER JOANA EOLICA SA	Rio de Janeiro	Brasile	165.000.000	BRL	PARQUE EOLICO CURVA DOS VENTOS LTDA ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00% 99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER MANIÇOBA EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	70.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA PARQUE EÓLICO SERRA AZUL LTDA.	100,0%	99,00% 1,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER MODELO I EOLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	175.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	
ENEL GREEN POWER MORRO DO CHAPÉU I EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER MORRO DO CHAPÉU II EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER PAU FERRO EÓLICA SA	Rio de Janeiro	Brasile	177.500.000	BRL	PARQUE EOLICO FONTES DOS VENTOS LTDA ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00% 99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER PEDRA DO GERÔNIMO EÓLICA SA	Rio de Janeiro	Brasile	230.000.000	BRL	PARQUE EOLICO FONTES DOS VENTOS LTDA ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00% 99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER SALTO APIACÁS S.A	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	14.412.120	BRL	PARQUE EÓLICO SERRA AZUL LTDA. ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00% 99,00%	Integrale
ENEL GREEN POWER SÃO ABRAÃO EÓLICA S.A.	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	99,0%	99,00%	Integrale

ENEL GREEN POWER TACAICÓ EÓLICA SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000.000	BRL	PARQUE EOLICO FONTES DOS VENTOS LTDA ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00%	Integrale
							99,00%	
ENEL SOLUÇÕES ENERGÉTICAS LTDA	São Domingos - Niterói - RJ	Brasile	5.000.000	BRL	PARQUE EOLICO FONTES DOS VENTOS LTDA ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	0,01%	Integrale
							99,99%	
EOLVERDE - SGPS, S.A.	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	45,0%	75,00%	Integrale
Eastwood Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Eed - Empreendimentos Eólicos Do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	60,0%	100,00%	Integrale
Evm - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000	EUR	EOLVERDE - SGPS, S.A.	22,5%	50,00%	Patrimonio Netto
Egp Geronimo Holding Company Inc	Wilmington	USA	1.000	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Egp Solar 1 LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Solar Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
El Dorado Hydro LLC	Los Angeles	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,0%	0,00%	Integrale
							100,00%	
Elk Creek Hydro, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Empreendimento Eólico De Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	30,6%	51,00%	Integrale
Empreendimentos Eólicos Da Serra Do Sicó SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	31,4%	52,38%	Integrale
Empreendimentos Eólicos De Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	48,0%	80,00%	Integrale
Empresa Electrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937	CLP	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,9%	99,99%	Integrale
							0,01%	
Empresa Nacional De Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.752.517	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	51,0%	51,00%	Integrale
Enel Alberta Wind Inc	Calgary	Canada	16.251.021	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Atlantic Canada Limited Partnership	Newfdland	Canada	-	CAD	Enel Green Power Canada Inc. Newind Group Inc	100,0%	99,90%	Integrale
							0,10%	
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Cove Fort LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000	USD	Enel Green Power Panama SA	50,1%	50,06%	Integrale
Enel GP Newfoundland and Labrador, Inc.	Newfdland	Canada	1.000	CAD	EGPNA REP Wind Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Enel Geothermal LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA Renewable Energy Partners, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000	BGN	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	85.681.857	CAD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000	CLP	Enel Green Power Latin America Ltda Hydromac Energy BV	99,9%	99,99%	Integrale
							0,01%	
Enel Green Power Colombia	Bogotá	Colombia	300.000.000	COP	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Costa Rica	San José	Costa Rica	27.500.000	USD	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Cristal Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	143.611.893	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00%	Integrale
							99,00%	
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	13.900.297	BRL	Enel Green Power Latin America Ltda ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	0,01%	Integrale
							99,99%	
Enel Green Power Development B.V.	Amsterdam	Olanda	20.000	EUR	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000	USD	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power International BV	100,0%	1,00%	Integrale
							99,00%	
Enel Green Power Egypt S.A.E.	Cairo	Egitto	250.000	EGP	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.071.090	SVC	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power International BV	99,0%	0,00%	Integrale
							99,00%	
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.153	EUR	Enel Green Power International BV	60,0%	60,00%	Integrale
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	62.000.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale

Enel Green Power Finale Emilia Srl	Roma	Italia	10.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	70,0%	70,00%	Integrale
Enel Green Power Granadilla SL	Tenerife	Spagna	3.012	EUR	Enel Green Power España SL	39,0%	65,00%	Integrale
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power International BV	100,0%	2,00% 98,00%	Integrale
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.737.850	EUR	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298	EUR	Enel Green Power SpA	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	30.728.470	CLP	Enel Green Power International BV Hydromac Energy BV	99,9%	0,01% 99,90%	Integrale
Enel Green Power México Srl de Cv	Città Del Messico	Messico	973.703.665	MXN	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	100,0%	99,99% 0,01%	Integrale
Enel Green Power North America Development, LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power North America Inc	Wilmington	USA	50	USD	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000	USD	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Perù SA	Lima	Perù	1.000	PEN	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power International BV	99,9%	0,01% 99,90%	Integrale
Enel Green Power Primavera Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	143.611.893	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power Development B.V.	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu De Sus Nusenii	Romania	2.430.631.000	RON	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power SAO Judas Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	143.611.893	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	80,0%	80,00%	Integrale
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000	EUR	Enel Green Power SpA	60,0%	60,00%	Integrale
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	Istanbul	Turchia	10.154.658	TRY	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Uruguay SA	Oficina 1508	Uruguay	400.000	UYU	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Villorresi Srl	Roma	Italia	1.200.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,0%	51,00%	Integrale
Enel Kansas LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Minnesota Holdings, LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Egp Geronimo Holding Company Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Nevkan Inc	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Salt Wells LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Enel Stillwater LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Enel Texkan Inc	Wilmington	USA	-	USD	Chi Power Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Enelpower Do Brasil Ltda	Rio De Janeiro	Brasile	1.242.000	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA Enel Green Power Latin America Ltda	100,0%	99,99% 0,01%	Integrale
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Paço de Arcos, Oeiras	Portogallo	50.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	21,6%	17,98% 17,98%	Patrimonio Netto
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,0%	100,00%	Integrale
Energia Global De Mexico (Enermex) SA De Cv	Città Del Messico	Messico	50.000	MXN	Enel Green Power International BV	99,0%	99,00%	Integrale
Energia Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	100,0%	100,00%	Integrale
Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv	Città Del Messico	Messico	5.339.650	MXN	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power International BV	100,0%	0,04% 99,96%	Integrale
Energia Nueva de Iggu Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.139.737.500	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv	99,9%	99,90% 0,01%	Integrale
Energias Especiales De Careon SA	La Coruña	Spagna	270.450	EUR	Enel Green Power España SL	46,2%	77,00%	Integrale

Energías Especiales De Pena Armada SA	Madrid	Spagna	963.300	EUR	Enel Green Power España SL	48,0%	80,00%	Integrale
Energías Especiales Del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600	EUR	Enel Green Power España SL	60,0%	100,00%	Integrale
Energías Especiales Del Bierzo SA	Torre Del Bierzo	Spagna	1.635.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,0%	50,00%	Patrimonio Netto
Energías Renovables La Mata SAPI de CV	Messico DF	Messico	656.615.400	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Energía Nueva de Iggu Srl de CV	100,0%	99,99% 0,01%	Integrale
Energética De Rosselló AIE	Barcelona	Spagna	3.606.060	EUR	Enel Green Power España SL	16,2%	27,00%	Patrimonio Netto
Energía De La Loma SA	Jean	Spagna	4.450.000	EUR	Enel Green Power España SL	36,0%	60,00%	Integrale
Energía Limpia de Palo Alto, S. de R.L. de C.V.	Città del Messico	Messico	157.908.600	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	100,0%	99,99% 0,01%	Integrale
Energías Alternativas Del Sur SL	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	5.589.393	EUR	Enel Green Power España SL	32,3%	53,77%	Patrimonio Netto
Energías De Aragón II SL	Zaragoza	Spagna	18.500.000	EUR	Enel Green Power España SL	60,0%	100,00%	Integrale
Energías De Graus SL	Barcelona	Spagna	1.298.160	EUR	Enel Green Power España SL	40,0%	66,67%	Integrale
Energías De La Mancha SA	Villarta De San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500	EUR	Enel Green Power España SL	41,1%	68,42%	Integrale
Enerlasa SA - in liquidazione	Madrid	Spagna	1.021.701	EUR	Enel Green Power España SL	27,0%	45,00%	-
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000	EUR	Maicor Wind Srl	60,0%	100,00%	Integrale
Enexon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.600	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Eolcinf - Produção De Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	30,6%	51,00%	Integrale
Eofflor - Produção De Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	30,6%	51,00%	Integrale
Erecozal SL - in liquidazione	Zaragoza	Spagna	18.000	EUR	Enel Green Power España SL	19,8%	33,00%	-
Essex Company LLC	Boston	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Estrellada S.A.	Montevideo	Uruguay	448.000	UYU	Enel Green Power Uruguay SA	100,0%	100,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas De Escucha SA	Zaragoza	Spagna	3.505.000	EUR	Enel Green Power España SL	42,0%	70,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000	EUR	Enel Green Power España SL	44,2%	73,60%	Integrale
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Zaragoza	Spagna	5.488.500	EUR	Enel Green Power España SL	39,0%	65,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Zaragoza	Spagna	8.046.800	EUR	Enel Green Power España SL	54,0%	90,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Zaragoza	Spagna	4.200.000	EUR	Enel Green Power España SL	54,0%	90,00%	Integrale
Eólica Del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100	EUR	Enel Green Power España SL	30,6%	51,00%	Integrale
Eólica Del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,0%	40,00%	Patrimonio Netto
Eólica Valle Del Ebro SA	Zaragoza	Spagna	5.559.340	EUR	Enel Green Power España SL	30,3%	50,50%	Integrale
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201.540	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	96,5%	56,98% 39,50%	Integrale
Eólicas De Agaete SL	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	240.400	EUR	Enel Green Power España SL	48,0%	80,00%	Integrale
Eólicas De Fuencaliente SA	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	216.360	EUR	Enel Green Power España SL	33,0%	55,00%	Integrale
Eólicas De Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	-	EUR	Enel Green Power España SL	24,0%	40,00%	Patrimonio Netto
Eólicas De Lanzarote SL	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	1.758.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,0%	40,00%	Patrimonio Netto
Eólicas De Tenerife AIE	Santa Cruz De Tenerife	Spagna	420.708	EUR	Enel Green Power España SL	30,0%	50,00%	Patrimonio Netto
Eólicas De Tirajana AIE	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Enel Green Power España SL	36,0%	60,00%	Integrale
Fiesta City Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	750.000	EUR	Enel Green Power España SL	60,0%	100,00%	Integrale
Florence Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Fowler Hydro, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Fuentes Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Renovables De Guatemala SA Enel Green Power Guatemala SA	97,5%	40,00% 60,00%	Integrale
Fulcrum LLC	Boise	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
GIBSON BAY WIND FARM (RF) PROPRIETARY LIMITED	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,0%	60,00%	Integrale
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	675.400	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,0%	0,00% 100,00%	Integrale
Gauley Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Gauley River Management Corporation	Willison	USA	1	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale

Gauley River Power Partners LLC	Willison	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Generadora De Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697	GTQ	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power International BV	100,0%	1,00% 99,00%	Integrale
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000	GTQ	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power International BV	100,0%	0,01% 99,99%	Integrale
Geotermica Del Norte SA	Santiago	Cile	100.721.349.979	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	51,3%	51,39%	Integrale
Goodwell Wind Project, LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Wind Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Goodyear Lake Hydro, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Green Fuel Corporacion SA - in liquidazione	Madrid	Spagna	1.717.050	EUR	Enel Green Power España SL	14,5%	24,24%	-
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500	EUR	Enel Green Power España SL	30,6%	51,00%	Integrale
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Hastings Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Helio Atacama Nueve SpA	santiago	Cile	1.000.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	99,9%	100,00%	Integrale
Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	30.890.736	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv	100,0%	99,99%	Integrale
Hidroeléctrica De Ourol SL	Lugo	Spagna	1.608.200	EUR	Enel Green Power España SL	18,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Hidroeléctrica DonRafael, S.A.	Costa Rica	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,0%	65,00%	Integrale
High Shoals, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Highfalls Hydro Company Inc	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Hope Creek LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Hydro Development Group Acquisition, LLC	Albany	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Hydro Energies Corporation	Willison	USA	5.000	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
International Eolian Of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	436.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.471.798	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
International Eolian Of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	514.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	423.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	465.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	509.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	447.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
International Eolian Of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	224.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Isamu Ikeda Energia SA	Rio De Janeiro	Brasile	61.474.476	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,0%	100,00%	Integrale
Jack River LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Jessica Mills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Julia Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
KAVACIK EOLIKO ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	ISTANBUL	Turchia	9.000.000	TRY	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	100,0%	100,00%	Integrale
KIRKLARELI EOLIKO ENERJİ ELEKTRİK ÜRETİM VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	ISTANBUL	Turchia	5.250.000	TRY	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	100,0%	100,00%	Integrale
KONGUL ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	Istanbul	Turchia	125.000.000	TRY	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	100,0%	100,00%	Integrale
Kalenta SA	Maroussi	Grecia	4.359.000	EUR	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,0%	100,00%	Integrale
Kelley's Falls, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	
Kings River Hydro Company Inc	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Kinneytown Hydro Company Inc	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
LaChute Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale

Lake Emily Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Lake Pulaski Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Lawrence Creek Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Lester Prairie Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Lindahl Wind Project, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Little Elk Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Littleville Power Company Inc	Boston	USA	1	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Lower Saranac Hydro Partners, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	
Lower Saranac Hydro, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Lower Valley, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Lowline Rapids, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000	EUR	Enel Green Power SpA	60,0%	60,00%	Integrale
Manlenox (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	97	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,9%	98,87%	Integrale
Mascoma Hydro Corporation	Concord	USA	1	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Matrigenix (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,0%	100,00%	Integrale
Mayhew Lake Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Metro Wind LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv	Città Del Messico	Messico	181.728.701	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv	100,0%	99,99%	Integrale
Mill Shoals Hydro Company ILLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Minicentrales Del Canal Imperial-Gallur SL	Zaragoza	Spagna	1.820.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,9%	36,50%	Patrimonio Netto
Missisquoi Associates LLC	Los Angeles	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Molinos De Viento Del Arenal SA	San José	Costa Rica	9.709.200	USD	Enel Green Power Costa Rica	49,0%	49,00%	Integrale
Montrose Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Mustang Run Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
NOJOLI WIND FARM (RF) PTY LTD	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,0%	60,00%	Integrale
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Nevkan Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Newbury Hydro Company, LLC	Delaware	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Newind Group Inc	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,0%	100,00%	Integrale
Northwest Hydro LLC	Wilmington	USA	-	USD	Chi West LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Notch Butte Hydro Company Inc	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
OVACIK EOL?KO ENERJ? ELEKTR?K ÜRET?M VE T?CARET ANON?M ??RKET?	ISTANBUL	Turchia	11.250.000	TRY	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim ?irketi	100,0%	100,00%	Integrale
Odell Sponsorco, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	50,0%	50,00%	Patrimonio Netto
Operacion Y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	85,0%	85,00%	Integrale
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA Wind Holdings 1, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Origin Wind Energy, LLC	Wilmington	USA	-	USD	Origin Goodwell Holdings LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Osage Wind Holdings, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Osage Wind, LLC	Delaware	USA	-	USD	Osage Wind Holdings, LLC	50,0%	50,00%	Patrimonio Netto
Ottauquechee Hydro Company Inc	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010	EUR	Enel Green Power España SL	20,0%	33,33%	Patrimonio Netto
Oyster Bay Wind Farm (Pty) Ltd	Cape Town	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,0%	100,00%	Integrale
P.E. Cote S.A.	Costa Rica	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,0%	65,00%	Integrale
P.V. Huacas S.A.	Costa Rica	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,0%	65,00%	Integrale

PARQUE EOLICO CURVA DOS VENTOS LTDA	Bahia	Brasile	420.000	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00%	99,00%	Integrale
PARQUE EOLICO ENGENHO GERADORA DE ENERGIA LTDA.	Fortaleza	Brasile	685.423	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00%	99,00%	Integrale
PARQUE EOLICO FONTES DOS VENTOS LTDA	Recife	Brasile	5.091.945	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,0%	99,00%	0,04%	Integrale
PARQUE EOLICO OUROVENTOS LTDA.	Bahia	Brasile	566.347	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00%	99,00%	Integrale
PARQUE EÓLICO SERRA AZUL LTDA.	Bahia	Brasile	940.567	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	1,00%	99,00%	Integrale
PARQUE EÓLICO VENTANIA GERADORA DE ENERGIA LTDA	Fortaleza	Brasile	440.267	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,0%	99,00%	1,00%	Integrale
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000	CRC	Enel Green Power SpA Enel Green Power Costa Rica	62,5%	22,17%	40,31%	Integrale
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Enel Green Power Costa Rica	33,4%	33,44%		Integrale
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,0%	65,00%		Integrale
PH Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Enel Green Power Costa Rica	34,3%	34,32%		Integrale
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%		Integrale
Palo Alto Farms Wind Project, LLC	Dallas	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%		Integrale
Pampa Solar Norte Cuatro SpA	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Helio Atacama Nueve SpA	99,9%	100,00%		Integrale
Pampa Solar Norte Dos SpA	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Helio Atacama Nueve SpA	99,9%	100,00%		Integrale
Pampa Solar Norte Uno SpA	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Helio Atacama Nueve SpA	99,9%	100,00%		Integrale
Papeleira Portuguesa SA	Sao Paio De Oleiros	Portogallo	916.229	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	1,6%	2,62%		Patrimonio Netto
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006	EUR	Enel Green Power España SL	54,0%	90,00%		Integrale
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcelona	Spagna	1.313.100	EUR	Enel Green Power España SL	18,0%	30,00%		Patrimonio Netto
Parc Eolic La Tossa-La Molá D'en Pascual SL	Barcelona	Spagna	1.183.100	EUR	Enel Green Power España SL	18,0%	30,00%		Patrimonio Netto
Parque Eólico De Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400	EUR	Enel Green Power España SL	30,1%	50,16%		Integrale
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,9%	99,99%	0,01%	Integrale
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago De Compostela	Spagna	5.857.586	EUR	Enel Green Power España SL	60,0%	100,00%		Integrale
Parque Eólico Carretera De Arinaga SA	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	1.603.000	EUR	Enel Green Power España SL	48,0%	80,00%		Integrale
Parque Eólico De Aragón AIE	Zaragoza	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	48,0%	80,00%		Integrale
Parque Eólico De Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000	EUR	Enel Green Power España SL	45,0%	75,00%		Integrale
Parque Eólico De Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	60,0%	100,00%		Integrale
Parque Eólico De San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920	EUR	Enel Green Power España SL	49,2%	82,00%		Integrale
Parque Eólico De Santa Lucía SA	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	901.500	EUR	Enel Green Power España SL	39,4%	65,67%		Integrale
Parque Eólico Do Alto Da Vaca Lda	Porto	Portogallo	125.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	45,0%	75,00%		Integrale
Parque Eólico Do Vale Do Abade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	30,6%	51,00%		Integrale
Parque Eólico Finca De Mogán SA	Las Palmas De Gran Canaria	Spagna	3.810.340	EUR	Enel Green Power España SL	54,0%	90,00%		Integrale
Parque Eólico Montes De Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000	EUR	Enel Green Power España SL	45,3%	75,50%		Integrale
Parque Eólico Punta De Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880	EUR	Enel Green Power España SL	31,2%	52,00%		Integrale
Parque Eólico Renaico SpA	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	99,9%	100,00%		Integrale
Parque Eólico Serra Da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,0%	50,00%	50,00%	Integrale
Parque Eólico Sierra Del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970	EUR	Enel Green Power España SL	34,8%	58,00%		Integrale
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564	CLP	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile Ltda	99,9%	0,01%	99,99%	Integrale

Parque Solar Carrera Pinto S.A.	Santiago	Cile	10.000.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	98,9%	99,00%	Integrale
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171	CLP	Enel Green Power SpA Enel Green Power Chile Ltda	95,4%	34,57% 60,92%	Integrale
Paynesville Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Pelzer Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Pine Island Distributed Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Pipestone Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530	EUR	Enel Green Power España SL	33,7%	56,12%	Integrale
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	50,0%	50,00%	Patrimonio Netto
Powercrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000	EUR	PowerCrop Srl	50,0%	100,00%	Patrimonio Netto
Powercrop Russi Srl	Bologna	Italia	100.000	EUR	PowerCrop Srl	50,0%	100,00%	Patrimonio Netto
Pp - Co-Geração SA	S. Paio De Oleiros	Portogallo	50.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,0%	100,00%	Integrale
Prairie Rose Transmission, LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Prairie Rose Wind, LLC	75,0%	100,00%	Integrale
Prairie Rose Wind, LLC	New York	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	75,0%	75,00%	Integrale
Primavera Energia SA	Rio De Janeiro	Brasile	36.965.445	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale
Productor Regional De Energia Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500	EUR	Enel Green Power España SL	51,0%	85,00%	Integrale
Productor Regional De Energia Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398	EUR	Enel Green Power España SL	49,7%	82,89%	Integrale
Productora De Energías SA	Barcelona	Spagna	30.050	EUR	Enel Green Power España SL	18,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Promociones Energeticas Del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020	EUR	Enel Green Power España SL	60,0%	100,00%	Integrale
Provedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv	Città Del Messico	Messico	89.708.735	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv	100,0%	99,99%	Integrale
Proyecto Eólico El Pedregal S.A.	Costa Rica	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,0%	65,00%	Integrale
Proyectos Universitarios De Energias Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000	EUR	Enel Green Power España SL	20,0%	33,33%	Patrimonio Netto
Pulida Energy (RF) Proprietary Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52,7%	52,70%	Integrale
Pyrites Hydro, LLC	New York	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Quatiara Energia SA	Rio De Janeiro	Brasile	16.566.511	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale
Rattlesnake Creek Wind Project LLC	Lincoln	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Renovables De Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600	GTQ	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power SpA Enel Green Power International BV	93,8%	0,01% 51,00% 42,83%	Integrale
Rock Creek Hydro, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Rock Creek Wind Project, LLC	Clayton	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Rocky Caney Wind LLC	New York	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Rocky Caney Wind LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Salmon Falls Hydro, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Salto De San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410	EUR	Enel Green Power España SL	30,0%	50,00%	Patrimonio Netto
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Santo Rostro Cogeneración SA - in liquidazione	Siviglia	Spagna	207.000	EUR	Enel Green Power España SL	27,0%	45,00%	-
Scandia Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Se Hazelton A.LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Sealve - Sociedade Eléctrica De Alvaíazere SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	60,0%	100,00%	Integrale
Serra Do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125	EUR	Enel Green Power España SL	60,0%	100,00%	Integrale
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energias Renovables Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.000	MXN	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv Enel Green Power Guatemala SA		0,01% 0,01%	Integrale
Sisconer - Exploração De Sistemas De Conversao De Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	33,0%	55,00%	Integrale
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900	EUR	Enel Green Power España SL	10,0%	16,70%	Patrimonio Netto
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200	EUR	Enel Green Power España SL	16,9%	28,13%	Patrimonio Netto

Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	2.007.750	EUR	Enel Green Power España SL	57,6%	96,00%	Integrale
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles	USA	-	USD	Slate Creek Hydro Company LLC	48,5%	95,00%	Integrale
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	USA	-	USD	Texkan Wind LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka	USA	-	USD	Nevkan Renewables LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Snyder Wind Farm LLC	Dallas	USA	-	USD	Texkan Wind LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Socibe Energia SA	Rio De Janeiro	Brasile	19.969.032	BRL	ENEL GREEN POWER BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA	100,0%	100,00%	Integrale
Sociedad Eólica De Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.591	EUR	Enel Green Power España SL	38,8%	64,74%	Integrale
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,0%	50,00%	Patrimonio Netto
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadiz	Spagna	2.404.048	EUR	Enel Green Power España SL	36,0%	60,00%	Integrale
Società Agricola Trino Srl	Milano	Italia	50.000	EUR	Agatos Green Power Trino	80,0%	100,00%	Integrale
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Somersworth Hydro Company Inc	Wilmington	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Sotavento Galicia SA	Santiago De Compostela	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,6%	36,00%	Patrimonio Netto
Southwest Transmission LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Spartan Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Stipa Nayaá SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348	MXN	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power México Srl de Cv	95,4%	40,16% 55,21%	Integrale
Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	8.757.214	ZAR	Enel Green Power Solar Energy Srl	57,0%	57,00%	Integrale
Summit Energy Storage Inc	Wilmington	USA	2.050.000	USD	Enel Green Power North America Inc	75,0%	75,00%	Integrale
Sun River LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Sweetwater Hydroelectric LLC	Concord	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811	EUR	Enel Green Power SpA	20,0%	20,00%	Patrimonio Netto
TOBIVOX (RF) PTY LTD	Houghton	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,0%	60,00%	Integrale
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000	EUR	Finerge-Gestao De Projectos Energéticos SA	60,0%	100,00%	Integrale
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,0%	51,00%	Integrale
Tecnoquat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000	GTQ	Enel Green Power International BV	75,0%	75,00%	Integrale
Termotec Energía AIE - in liquidazione	Valencia	Spagna	481.000	EUR	Enel Green Power España SL	27,0%	45,00%	-
Texkan Wind LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Texkan Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Tko Power LLC	Los Angeles	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890	EUR	Enel Green Power España SL	20,0%	33,33%	Patrimonio Netto
Tradewind Energy, Inc.	Wilmington	USA	200.000	USD	Enel Kansas LLC	19,9%	19,90%	Patrimonio Netto
Transmisora de Energia Renovable SA anche denominata Transnova S.A	Guatemala	Guatemala	233.561.800	GTQ	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA	100,0%	100,00% 0,00%	Integrale
Triton Power Company	New York	USA	-	USD	Highfalls Hydro Company Inc Enel Green Power North America Inc	100,0%	98,00% 2,00%	Integrale
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Twin Falls Hydro Associates	Seattle	USA	-	USD	Twin Falls Hydro Company LLC	50,8%	99,51%	Integrale
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington	USA	-	USD	EGPNA REP Hydro Holdings, LLC	51,0%	100,00%	Integrale
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Ufefys SL - in liquidazione	Aranjuez	Spagna	304.150	EUR	Enel Green Power España SL	24,0%	40,00%	-
Ukuqala Solar Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,0%	100,00%	Integrale
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,0%	100,00%	Integrale
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	740.000	TRY	Enel Green Power International BV	100,0%	100,00%	Integrale
Vidigenix (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	97	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	97,8%	97,75%	Integrale

Vientos del Altiplano, S. de R.L. de C.V.	Città del Messico	Messico	30.330	MXN	Enel Green Power México Srl de Cv Hidroelectricidad Del Pacifico Srl de Cv	100,0%	99,99% 0,01%	Integrale
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,0%	100,00%	Integrale
Walden, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Waseca Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
West Faribault Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
West Hopkinton Hydro, LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
West Waconia Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Western New York Wind Corporation	Albany	USA	300	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Willimantic Power Corporation	Hartford	USA	1.000	USD	Enel Green Power North America Inc	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Park Of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	60.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Parks Of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Distomos SA	Maroussi	Grecia	556.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Folia SA	Maroussi	Grecia	424.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Gagari SA	Maroussi	Grecia	389.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Goraki SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Gourles SA	Maroussi	Grecia	555.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Kafoutsis SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.504.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Parks Of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	225.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Petalo SA	Maroussi	Grecia	575.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	260.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	29,3%	29,25%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,0%	30,00%	Patrimonio Netto
Wind Parks Of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	1.110.400	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Parks Of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Parks Of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Parks Of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Parks Of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Parks Of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,0%	80,00%	Integrale

Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	496.100	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,0%	100,00%	Integrale
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,0%	51,00%	Integrale
Wyoming Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale
Yedesa-Cogeneración SA - in liquidazione	Almería	Spagna	234.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,0%	40,00%	-
Zumbrota Solar, LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar, LLC	100,0%	100,00%	Integrale



Enel Green Power S.p.A.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2015

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

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Enel Green Power S.p.A.

Introduzione

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

Portata della revisione contabile limitata

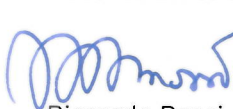
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel Green Power al 30 giugno 2015 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 3 agosto 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.



Riccardo Rossi
(Socio)