

Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2014



Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2014

Indice

Relazione sulla gestione

- Enel Green Power | **6**
- La struttura del Gruppo | **7**
- Enel Green Power nel mondo | **8**
- Organi sociali | **10**
- Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder | **13**
- Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria | **17**
- Sintesi dei risultati del Gruppo | **20**
- Sintesi dei risultati della Capogruppo | **30**
- Fatti di rilievo del 2014 | **34**
- Scenario di riferimento | **41**
- Il contesto economico energetico nel 2014 | **44**
- I mercati dell'energia elettrica | **48**
- Come operiamo | **69**
- Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo | **94**
- Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario della Capogruppo | **105**
- Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel Green Power SpA e i corrispondenti dati consolidati | **112**
- Analisi degli indicatori di sostenibilità | **113**
- Risultati economici e patrimoniali per area di attività | **124**
- > Europa | **126**
- > America Latina | **133**
- > Nord America | **139**
- Principali rischi e incertezze | **142**
- Prevedibile evoluzione della gestione | **144**
- Disciplina delle società controllate estere extra UE | **145**
- Disciplina delle società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altra società | **147**
- Informativa sulle parti correlate | **148**
- Altre informazioni | **150**

Bilancio consolidato

- Prospetti contabili consolidati | **154**
- Note di commento | **160**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 256

Relazioni

- Relazione della Società di revisione | **260**

Bilancio di esercizio

- Prospetti contabili | **266**
- Note di commento | **273**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 326

Relazioni

- Relazione del Collegio Sindacale | **330**
- Relazione della Società di revisione | **340**

Corporate governance | 344

Allegati

- Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014 | **348**





Relazione
sulla gestione

Enel Green Power



Enel Green Power, nata nel dicembre **2008**, è la società del Gruppo Enel interamente dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili, presente in **15 Paesi** tra Europa, Africa e continente americano con 3.609 dipendenti.

Enel Green Power è leader mondiale nella generazione rinnovabile con **9.626 MW installati** e **31,8 TWh di produzione**, che nel 2014 hanno portato a **evitare 22 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂**.

Il parco di produzione del Gruppo conta **735 impianti in esercizio**, **24 impianti autorizzati** e **27 impianti in costruzione** a dicembre 2014, con un mix di generazione diversificato che include le tecnologie eolica, solare, idroelettrica, geotermica e a biomassa.

La struttura del Gruppo⁽¹⁾

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 Şirketi
- 3SUN⁽²⁾
- Altre minori Italia⁽³⁾

America Latina

- Enel Brasil Participações
- Enel Green Power Latin America
- Enel Green Power Costa Rica
- Enel Green Power Guatemala
- Enel Green Power México
- Enel Green Power Panama
- Enel Green Power El Salvador
- Enel Green Power Colombia
- Enel Green Power Perú
- Enel Green Power Uruguay

Nord America

- Enel Green Power North America
- Enel Green Power North America Development

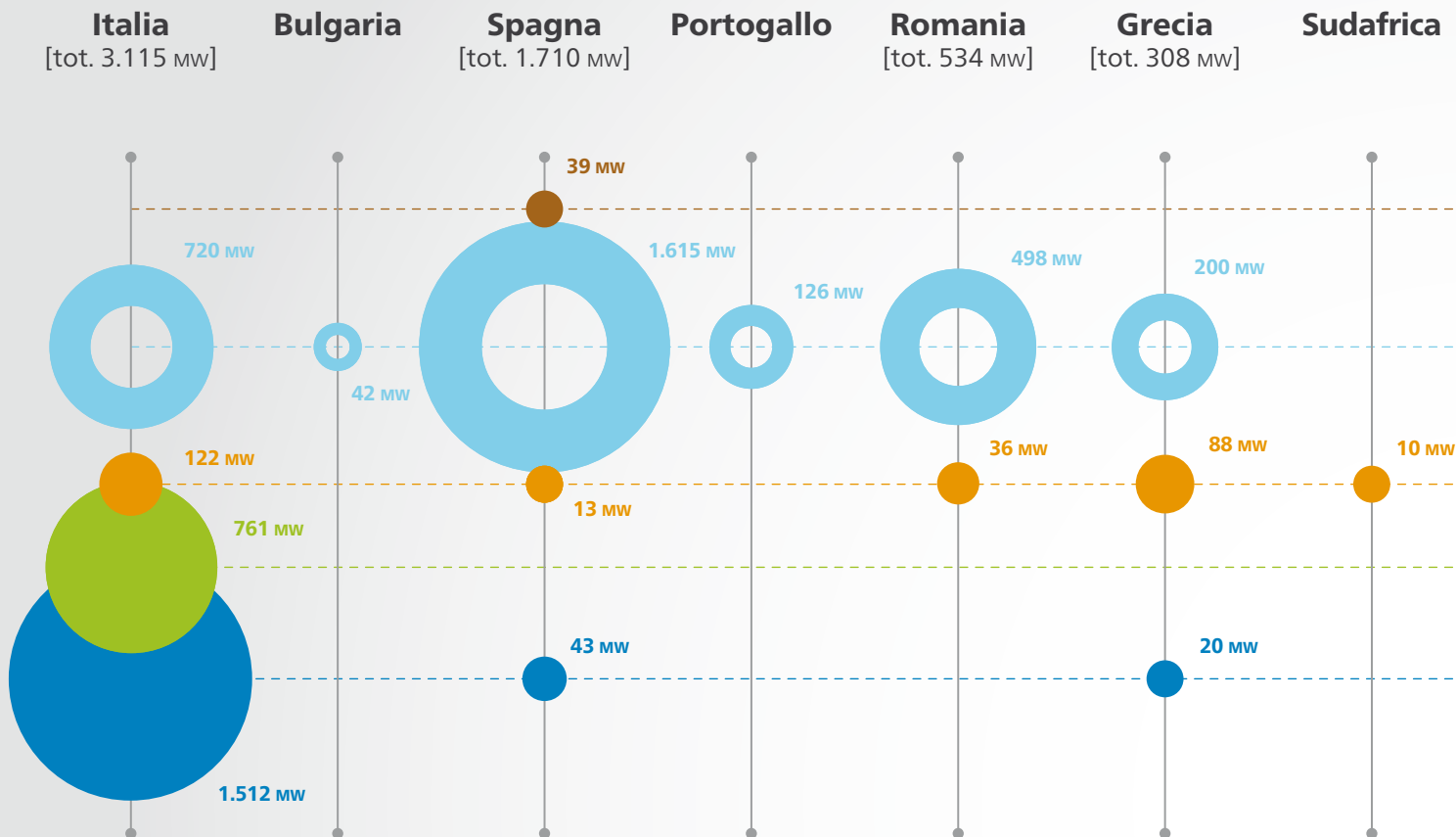
(1) A far data dal 24 aprile 2014 il Gruppo ha adottato la seguente nuova struttura organizzativa:

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

(2) Joint control.

(3) 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).

Enel Green Power nel mondo



Fonti



Idroelettrica



Solare



Biomassa



Geotermica

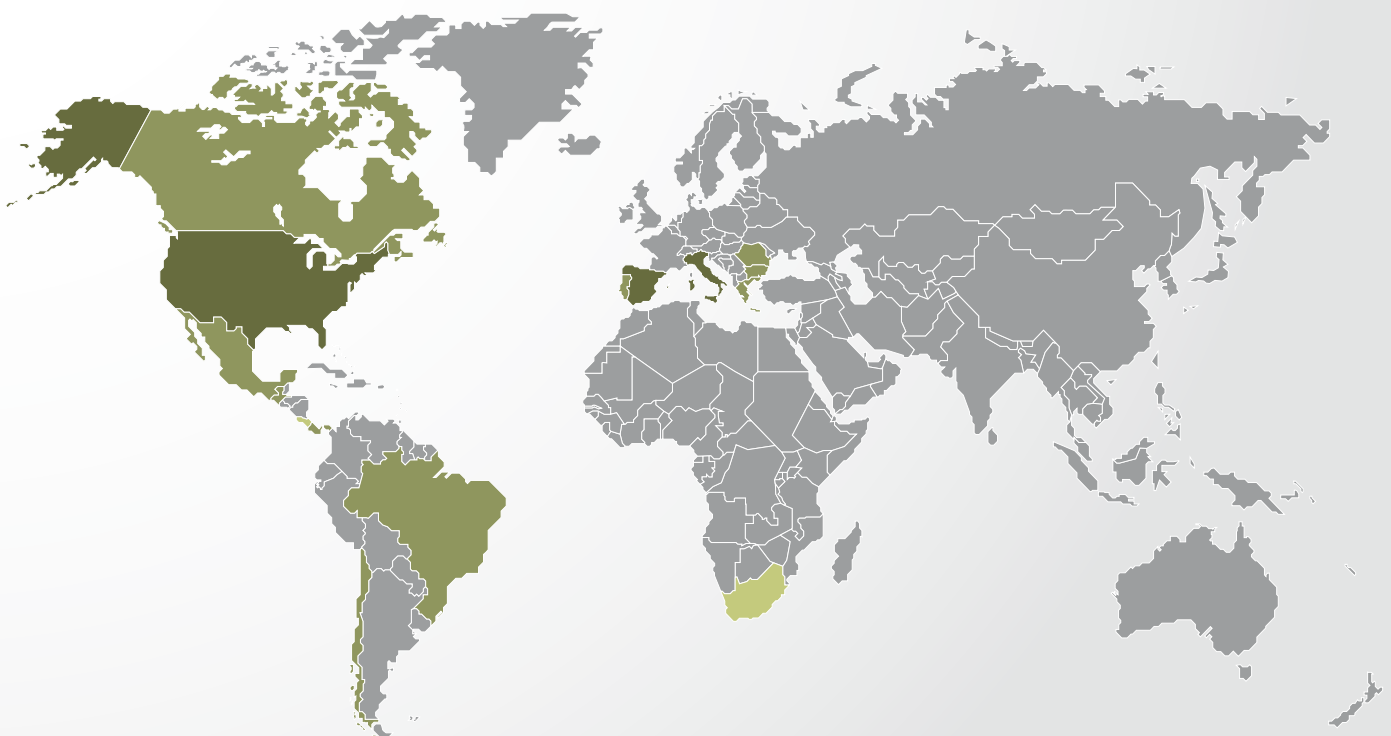
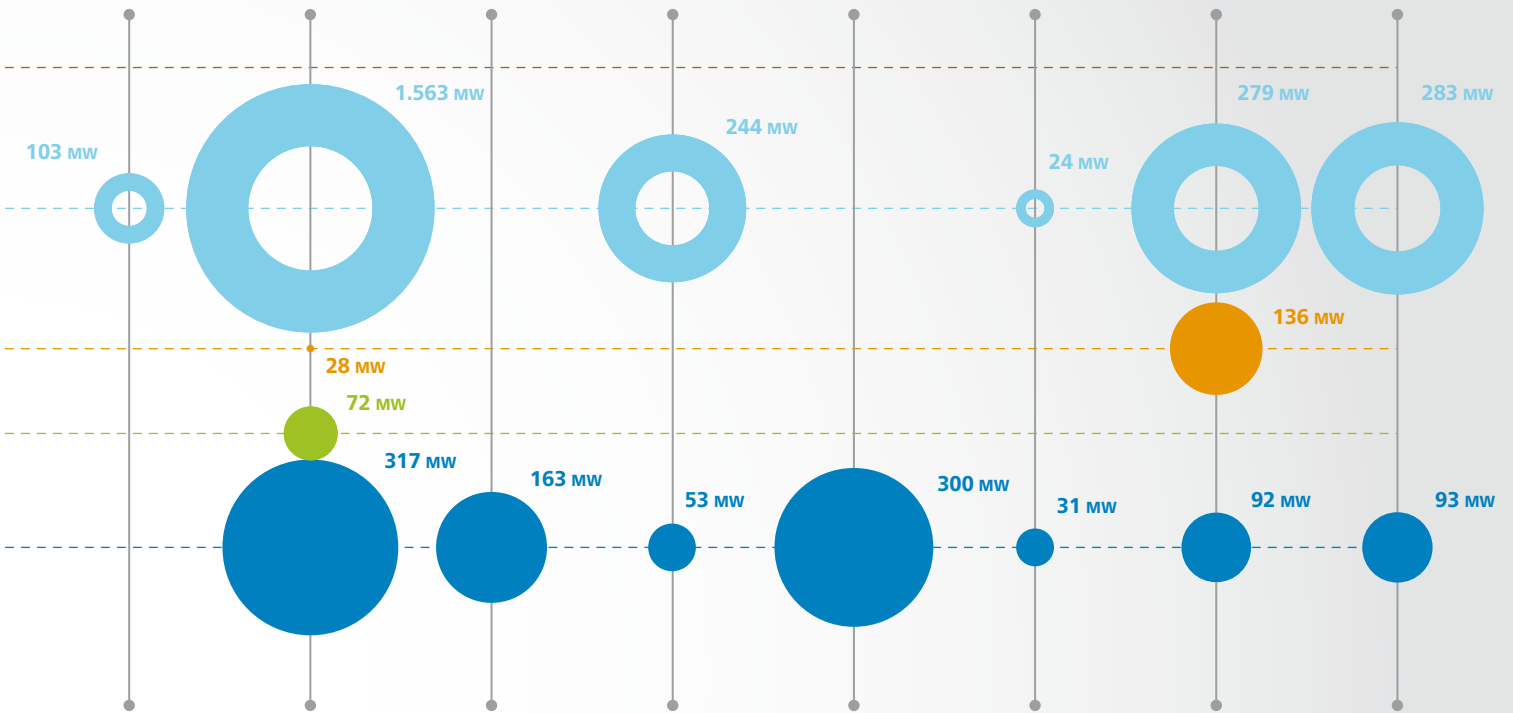


Eolica

Capacità installata



Canada USA [tot. 1.980 MW] Guatemala Messico [tot. 297 MW] Panama Costa Rica [tot. 55 MW] Cile [tot. 507 MW] Brasile [tot. 376 MW]



Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente Alberto De Paoli ⁽⁴⁾	Amministratore Delegato Francesco Venturini ⁽⁵⁾	Consiglieri Luca Anderlini Carlo Angelici Andrea Brentan Francesca Gostinelli Giovanni Battista Lombardo Giovanni Pietro Malagnino Paola Muratorio Luciana Tarozzi
--	--	---

Collegio Sindacale

Presidente Franco Fontana	Sindaci effettivi Giuseppe Ascoli Maria Rosaria Leccese	Sindaci supplenti Anna Rosa Adiutori Pietro La China Alessio Temperini
---	--	--

Società di revisione

Reconta Ernst & Young

(4) Sino al 17 dicembre 2014, Luigi Ferraris ha ricoperto la carica di Consigliere e Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA. A seguito delle dimissioni presentate da Luigi Ferraris, il Consiglio di Amministrazione della Società, con delibera del 17 dicembre 2014, ha nominato Alberto De Paoli Consigliere ai sensi dell'art. 2386 del codice civile, nonché Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA.

(5) Sino al 22 maggio 2014, Francesco Starace ha ricoperto la carica di Consigliere e Amministratore Delegato di Enel Green Power SpA. A seguito delle dimissioni presentate da Francesco Starace, il Consiglio di Amministrazione della Società, con delibera del 23 maggio 2014, ha nominato Francesco Venturini Consigliere ai sensi dell'art. 2386 del codice civile, nonché Amministratore Delegato di Enel Green Power SpA.

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 (7 uomini e 3 donne), 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, a 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.

- > 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. Come stabilito dal Regolamento organizzativo, inoltre, al Comitato Controllo e Rischi è attribuito il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione nella valutazione dell'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché della completezza e della trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il bilancio di esercizio e/o il bilancio consolidato.
- > 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.

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.

Società di revisione

La revisione legale dei conti di Enel Green Power è affidata, per gli esercizi dal 2011 al 2019, alla Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA.

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder

Signori azionisti,

il 2014 è stato un anno di grande crescita a livello mondiale per le rinnovabili: gli investimenti globali in clean energy, infatti, sono aumentati del 16% rispetto all'anno precedente, per una spesa complessiva di 310 miliardi di dollari⁽⁶⁾, cifra cinque volte superiore rispetto a 10 anni fa.

Fonti internazionali⁽⁷⁾ stimano che la capacità rinnovabile installata nel mondo abbia raggiunto oltre 1.775 GW, con una crescita di circa 130 GW (+8%) rispetto al 2013. L'eolico e il solare sono le tecnologie che hanno maggiormente contribuito allo sviluppo delle rinnovabili e rappresentano assieme il 75% circa della capacità addizionale globale. Nel settore eolico sono stati installati oltre 48 GW di capacità addizionale, di cui 25 GW in Asia, 11 GW in Europa, 7 GW in Nord America e circa 6 GW nel resto del mondo. Oggi la capacità installata eolica totale si attesta attorno ai 370 GW.

Il 2014 è stato un anno particolarmente positivo anche per il settore solare che ha registrato oltre 47 GW di capacità addizionale, di cui 26 GW in Asia, 7 GW in Europa e 8 GW in Nord America. La capacità installata cumulata di solare avrebbe raggiunto così nel 2014 la cifra record di circa 190 GW, +34% rispetto al 2013.

Nonostante il contesto macroeconomico molto sfidante, la crisi dei consumi e le alterazioni dei quadri regolatori che hanno segnato alcune aree geografiche, le rinnovabili presentano un ottimo track record e consistenti prospettive di crescita su scala globale.

In questo contesto complesso e sempre più competitivo il Gruppo Enel Green Power ha confermato la propria strategia di sviluppo all'insegna della diversificazione tecnologica e geografica, focalizzando le proprie attività nei mercati in espansione caratterizzati da una ottima disponibilità di risorse naturali, elevati tassi di crescita della domanda di energia e contesti socio-economici stabili.

Tale strategia di sviluppo è stata sostenuta da una crescente integrazione della sostenibilità nella visione strategica per operare in modo innovativo, sempre meno in una logica di reazione alle criticità e sempre di più con un approccio proattivo, volto a identificare opportunità di creazione di valore condiviso tra l'azienda e il territorio. In coerenza con questo approccio, le attività di sviluppo sono state connotate dal dialogo con gli stakeholder e dall'analisi dei bisogni del territorio, portando all'identificazione di interventi efficaci per rispondere a bisogni locali in sinergia con gli obiettivi aziendali.

Anche quest'anno abbiamo ottenuto risultati importanti. Sul piano operativo abbiamo consolidato il nostro percorso di crescita con 1 GW di nuova capacità, principalmente nel continente americano, rispettando pienamente gli impegni presi con gli azionisti.

Conseguentemente, la capacità installata netta del Gruppo Enel Green Power alla fine del 2014 è pari a 9,6 GW, di cui 5,7 GW (59,3%) eolica, 2,6 GW (27,3%) idroelettrica, 0,8 GW (8,7%) geotermica, 0,4 GW (4,5%) solare e 0,1 GW (0,4%) biomassa.

La produzione netta del Gruppo nel 2014 è stata pari a 31,8 TWh, di cui 13,9 TWh (43,7%) eolica, 11,5 TWh (36,2%) idroelettrica, 5,9 TWh (18,6%) geotermica, 0,4 TWh (1,3%) solare e 0,1 TWh (0,3%) biomassa.

(6) Bloomberg New Energy Finance, "Global Trends in Clean Energy Investment", gennaio 2015.

(7) Dati Bloomberg Energy Finance, febbraio 2015.

La produzione di energia elettrica risulta complessivamente in aumento rispetto al 2013 di 2,5 TWh (8,5%), per effetto principalmente della maggiore capacità installata.

Complessivamente, nel 2014, la produzione di energia generata da Enel Green Power ha portato a evitare l'emissione di circa 22 milioni di tonnellate di CO₂.

Sul piano economico, il Gruppo nel 2014 ha registrato ricavi pari a 2.996 milioni di euro, con un aumento del 10,1% rispetto al 2013. La crescita dei ricavi è pari a 275 milioni di euro ed è riconducibile agli effetti derivanti dall'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica, realizzati grazie all'aumento della produzione, congiuntamente ai proventi connessi alla cessione di alcune partecipazioni non strategiche. Il margine operativo lordo è stato pari a 1.942 milioni di euro e registra un aumento di 163 milioni di euro (+9,2%) rispetto al 2013.

Fatti rilevanti del 2014

Enel Green Power ha continuato a implementare il suo ciclo di sviluppo nei mercati con maggiori potenzialità di crescita, aumentando la diversificazione verso Paesi con abbondanza di risorse e mitigando ancor di più i rischi connessi alla naturale variabilità della risorsa e agli eventuali mutamenti di scenario e/o di regolamentazione nei Paesi di presenza. Al contempo il nostro Gruppo ha continuato a presidiare la creazione di valore nei mercati maturi facendo leva soprattutto sulla ricerca dell'eccellenza operativa.

In particolare, nel 2014 le nostre attività si sono concentrate nel continente americano dove abbiamo indirizzato circa il 75% degli oltre 1,6 miliardi di euro investiti nel corso dell'anno, equivalenti a una capacità addizionale complessiva nell'area di circa 930 MW.

In Cile, Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete complessivamente 235 MW; tra questi l'impianto eolico di Taltal e tre impianti fotovoltaici: Chañares, Diego de Almagro e Lalackama; quest'ultimo, con 60 MW di capacità installata, è a oggi il più grande impianto fotovoltaico di Enel Green Power. I quattro nuovi parchi rinnovabili saranno in grado di generare a regime circa 630 GWh all'anno. Infine, a inizio novembre 2014 Enel Green Power ha siglato un accordo con Endesa Chile per la fornitura di energia a lungo termine. Per mezzo di questa partnership strategica, Enel Green Power svilupperà impianti eolici e fotovoltaici con una capacità installata di oltre 300 MW.

In Messico, Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Dominica I. Con questo impianto di 100 MW, in grado di generare fino a 260 GWh all'anno, Enel Green Power raggiunge in Messico una capacità installata complessiva di quasi 300 MW, raddoppiando la propria capacità eolica. Inoltre, sono circa 200 i megawatt in costruzione a fine dicembre con gli impianti di Dominica II e Sureste, quest'ultimo entrato in esercizio a marzo 2015.

In Brasile, abbiamo completato i lavori di costruzione di cinque progetti eolici per una capacità totale di quasi 200 MW: Joana (28 MW), Modelo I (31 MW), São Judas (30 MW), Cristal (30 MW), Fontes dos Ventos (80 MW). Nel marzo 2014 abbiamo avviato i lavori per la costruzione del nuovo complesso idroelettrico di Apicacás per una capacità installata totale di oltre 100 MW. Il complesso idroelettrico sarà in grado di generare, una volta in esercizio, fino a circa 490 GWh all'anno.

Inoltre, il nostro Gruppo si è garantito nuovi progetti in Brasile aggiudicandosi contratti di fornitura per 458 MW nelle due gare pubbliche indette dallo Stato: sono i due progetti nel settore eolico, Morro do Chapéu e Delfina, per complessivi 204 MW, e il progetto fotovoltaico di Ituverava per 254 MW. Una volta in esercizio, i tre impianti saranno in grado di produrre circa 1,4 TWh all'anno di energia pulita, incontrando così la grande

domanda di energia elettrica del Paese, che è stimata crescere a un tasso medio annuo del 4% fino al 2020 ⁽⁸⁾.

In Nord America, che tra i mercati maturi gode di un contesto macroeconomico e di un quadro regolatorio particolarmente vantaggioso, abbiamo rafforzato la nostra presenza mettendo in esercizio gli impianti eolici di Origin e di Buffalo Dunes, rispettivamente di 150 MW e 250 MW.

In Europa, dove Enel Green Power continua a mantenere una presenza solida, la strategia del Gruppo si incentra prevalentemente sulla gestione del parco impianti e sulla costante ricerca dell'eccellenza operativa, facendo leva sul know-how acquisito dalla nostra Funzione Operation & Maintenance al fine di ottimizzare i costi e di migliorare l'efficienza produttiva del nostro parco impianti.

Enel Green Power continua a sfruttare in Italia le nicchie di mercato rappresentate dallo sviluppo geotermico, come dimostra l'entrata in esercizio, a fine dicembre 2014, della nuova centrale geotermoelettrica Bagnore 4, per una capacità installata netta di 38 MW, che a pieno regime sarà in grado produrre fino a 310 GWh di energia all'anno.

Nel 2014 Enel Green Power ha esteso il proprio perimetro di presenza all'Uruguay e al Sudafrica, dando il via alla costruzione del primo impianto eolico uruguayano (Melowind) di 50 MW di capacità e collegando alla rete elettrica sudafricana il primo impianto fotovoltaico (Uppington) con una capacità installata totale di 10 MW, oltre ad avere in realizzazione in Sudafrica oltre 500 MW di progetti eolici e fotovoltaici aggiudicati nella gara governativa del 2013.

Nel corso del 2014 sono state portate a termine rilevanti operazioni di carattere strategico, conseguendo risultati economici e industriali decisamente positivi.

Enel Green Power ha avviato le attività propedeutiche all'acquisizione del 100% delle quote di 3SUN, la joint venture paritetica tra Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics creata nel 2010 per la produzione di pannelli fotovoltaici a film sottile multi-giunzione. Questa operazione, perfezionata a marzo 2015, permette a Enel Green Power di mantenere nel settore del fotovoltaico una filiera strategica verticalmente integrata e di promuovere l'innovazione come principale fonte di vantaggio competitivo duraturo e sostenibile.

Inoltre, Enel Green Power ha avviato un processo di ottimizzazione del portafoglio di asset al fine di liberare risorse aggiuntive da destinare a investimenti in aree a maggior crescita. Si inquadra in questo contesto la cessione della controllata Enel Green Power France, dato che nell'esagono le prospettive di crescita permanevano limitate rispetto a quanto originariamente ipotizzato. L'operazione, conclusa per un corrispettivo di circa 300 milioni di euro, ha generato una plusvalenza di circa 30 milioni di euro. Negli Stati Uniti stiamo lavorando alla cessione di una quota di minoranza di un gruppo di impianti tecnologicamente diversificati, in scia al crescente interesse del mercato verso investimenti caratterizzati da una maggiore prevedibilità dei ritorni in uno scenario di bassi tassi di interesse. Le risorse finanziarie create da tale operazione contribuiranno all'ulteriore sviluppo nell'area.

Di diversa natura la cessione della partecipazione in LaGeo – la joint venture tra Enel Green Power e Inversiones Energéticas SA de Cv per lo sviluppo della geotermia in El Salvador – per un corrispettivo di oltre 200 milioni di euro e che ha generato una plusvalenza di oltre 100 milioni di euro. La presenza del Gruppo nel Paese, infatti, era nata a seguito dell'interesse del Governo di sviluppare il settore geotermico grazie al supporto di partner strategici. Tuttavia, la mancata attuazione della partnership nelle forme originariamente previste ci ha portato alla decisione di uscire dal Paese.

(8) "Plano decenal de expansão de energia 2023", Ministero per le Miniere e l'Energia del Brasile, settembre 2014.

Le attività svolte e i risultati qui sopra riportati sono senza dubbio importanti, ma ancora più rilevante è come li abbiamo raggiunti: con un impegno continuo per la sicurezza di tutti i 3.609 colleghi presenti in 15 Paesi, attraverso una gestione attenta dei processi che generano impatti sull'ambiente per prevenirli o minimizzarli, stabilendo una relazione responsabile e proattiva con le comunità in cui operiamo. Il 2014, inoltre, ha visto la concreta definizione di tutti gli elementi costitutivi del modello di "Creating Shared Value", basato sull'integrazione degli strumenti di sostenibilità all'interno della catena del valore del Gruppo, realizzata attraverso il coinvolgimento diretto di un ampio numero di dipendenti da tutte le Funzioni aziendali e le aree geografiche.

Enel Green Power proseguirà in questa direzione anche nel 2015, portando a compimento gli obiettivi prefissi e mantenendo l'approccio orientato al "Creating Shared Value" in tutte le attività di sviluppo, progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti, al fine di creare valore condiviso per i nostri azionisti e stakeholder.

L'Amministratore Delegato e Direttore Generale
Francesco Venturini

Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea ordinaria degli azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti di Enel Green Power SpA, riunitasi in Roma in unica convocazione l'8 maggio 2015, presso il Centro Congressi Enel in viale Regina Margherita n. 125, ha:

1. approvato il bilancio di esercizio di Enel Green Power SpA al 31 dicembre 2014, prendendo atto altresì dei risultati del bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power, parimenti riferito al 31 dicembre 2014, che si è chiuso con un utile netto ordinario di Gruppo pari a 528 milioni di euro;
2. deliberato di:
 - (i) destinare come segue l'utile netto dell'esercizio 2014 di Enel Green Power SpA, pari a 431.037.201 euro:
 - alla distribuzione in favore degli azionisti, a titolo di dividendo, 3,2 centesimi di euro per ognuna delle 5.000.000.000 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 18 maggio 2015, data prevista per lo "stacco cedola", per un importo complessivo di 160 milioni di euro;
 - a "utili portati a nuovo" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 271.037.201 euro;
 - (ii) porre in pagamento l'indicato dividendo dell'esercizio 2014 di 3,2 centesimi di euro per azione ordinaria – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 20 maggio 2015, con data "stacco cedola" n. 5 coincidente con il 18 maggio 2015 e record date (ossia data di legittimazione al pagamento del dividendo stesso, ai sensi dell'art. 83 *terdecies* del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e dell'art. 2.6.7, comma 2, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA) in data 19 maggio 2015;
3. nominato Francesco Venturini, Alberto De Paoli e Ludovica Maria Vittoria Parodi Borgia componenti del Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA, ai sensi dell'art. 2386 del codice civile, i quali resteranno in carica fino alla scadenza dell'attuale Consiglio di Amministrazione, e cioè fino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015, attribuendo loro, *pro rata temporis*, il medesimo compenso determinato per la carica di componente del Consiglio di Amministrazione dall'Assemblea ordinaria degli azionisti della Società del 24 aprile 2013;
4. nominato Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA il Consigliere Alberto De Paoli;
5. deliberato di:
 - (i) autorizzare la sottoscrizione di una copertura assicurativa D&O estesa anche in favore di Amministratori e Sindaci di Enel Green Power SpA per fatti connessi all'espletamento della carica, anche mediante l'adesione alla polizza master di Enel SpA;
 - (ii) attribuire al Consiglio di Amministrazione e per esso al Presidente o all'Amministratore Delegato, in via disgiunta tra loro, con facoltà di subdelega, ogni più ampio potere per la definizione e la sottoscrizione della predetta polizza assicurativa D&O;
6. deliberato di:
 - (i) approvare il Piano di Incentivazione di lungo termine per il 2015 destinato al management del Gruppo Enel Green Power, le cui caratteristiche sono descritte nel relativo documento informativo predisposto ai sensi dell'art. 84 *bis*, comma 1, della deliberazione CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971 e messo a disposizione del pubblico presso la sede sociale, sul sito internet della Società (www.enelgreenpower.com) e presso il meccanismo di stoccaggio autorizzato "1Info" (www.1info.it);
 - (ii) attribuire al Consiglio di Amministrazione e per esso al Presidente o all'Amministratore Delegato, in via

disgiunta tra loro, con facoltà di subdelega, ogni più ampio potere per la concreta attuazione del Piano di Incentivazione di lungo termine per il 2015, da esercitare nel rispetto di quanto indicato nel relativo documento informativo. A tal fine, il Consiglio di Amministrazione potrà provvedere, a titolo esemplificativo e non esaustivo, alla individuazione dei destinatari di tale Piano nonché all'approvazione del regolamento di attuazione del Piano stesso;

7. deliberato in senso favorevole sulla prima sezione della Relazione sulla remunerazione redatta ai sensi dell'art. 123 *ter* del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e successive modificazioni e dell'art. 84 *quater* del Regolamento Emittenti adottato dalla CONSOB con delibera n. 11971/1999, come successivamente modificata, contenente l'illustrazione della politica per la remunerazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche adottata dalla Società per l'esercizio 2015, nonché delle procedure utilizzate per l'adozione e l'attuazione della medesima.



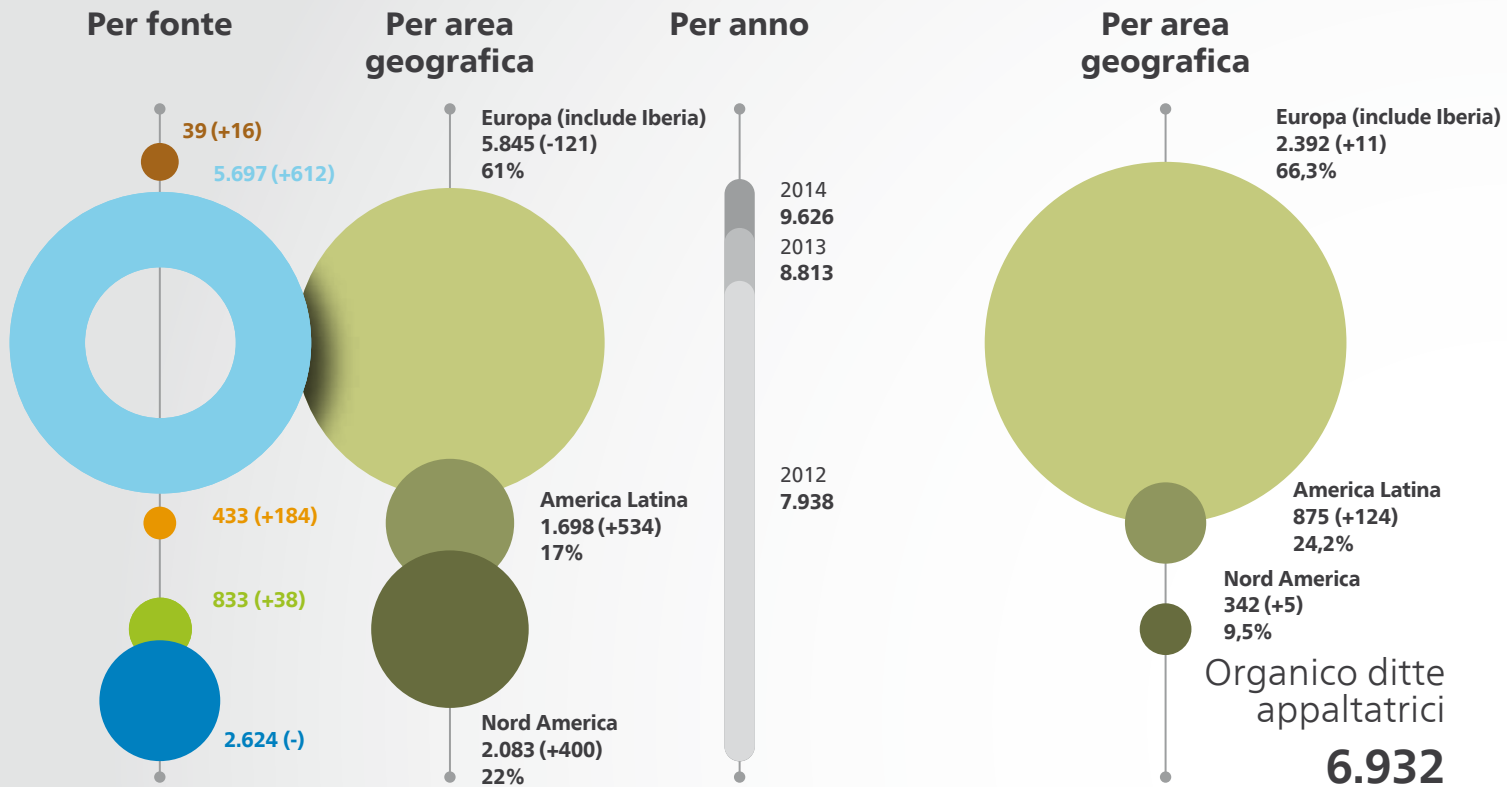
Sintesi dei risultati del Gruppo

CAPACITÀ INSTALLATA NETTA: 9.626 MW (+813)

Dati in MW (variazione rispetto al 2013)

ORGANICO EGP: 3.609 (+140)

Unità (variazione rispetto al 2013)



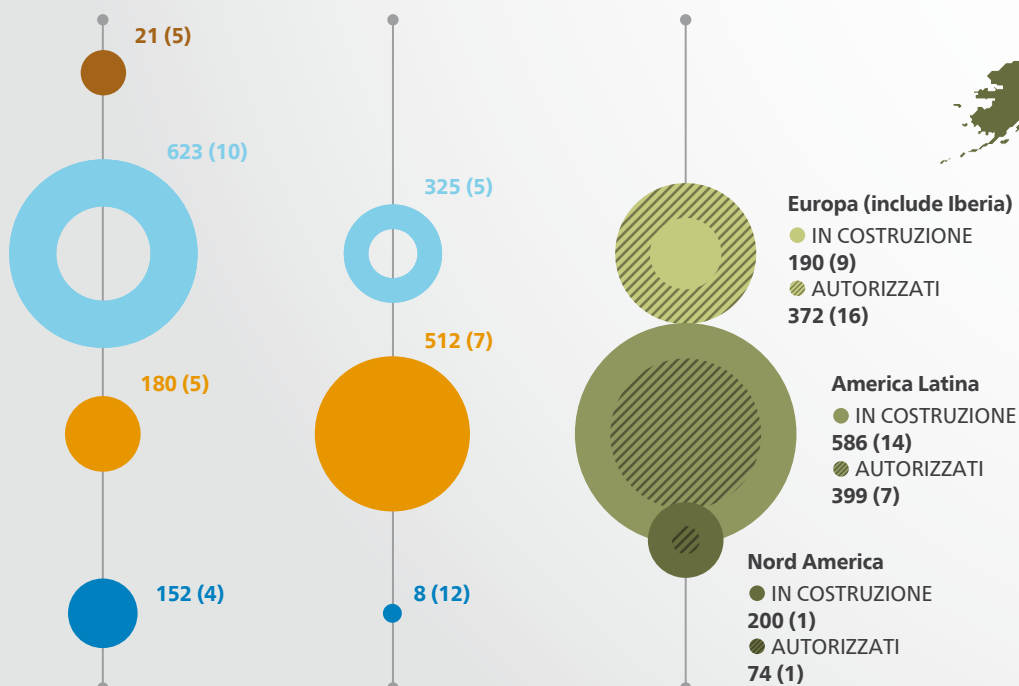
NUOVI IMPIANTI PER FONTE

Potenza in MW (numero impianti)

In costruzione 976 MW

Autorizzati 845 MW

Per area geografica



Fonti

-  **Idroelettrica**
-  **Geotermica**
-  **Solare**
-  **Eolica**
-  **Biomassa**

PRODUZIONE DI ENERGIA: 31,8 TWh (+2,5)

Dati in TWh (variazione rispetto al 2013)

Spesa per innovazione tecnologica

16,9

milioni di euro

Emissioni di CO₂ evitate

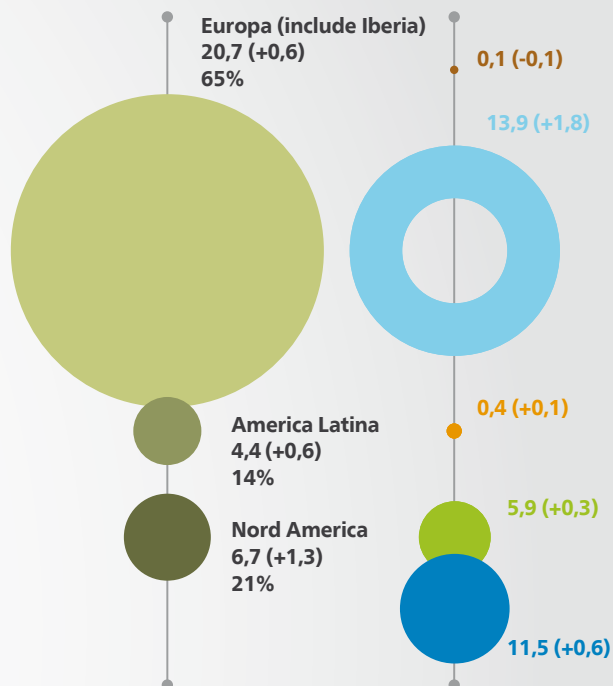
22.037,8

migliaia di tonnellate

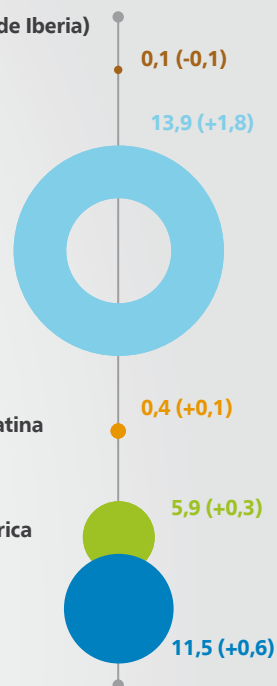
Per anno



Per area geografica



Per fonte



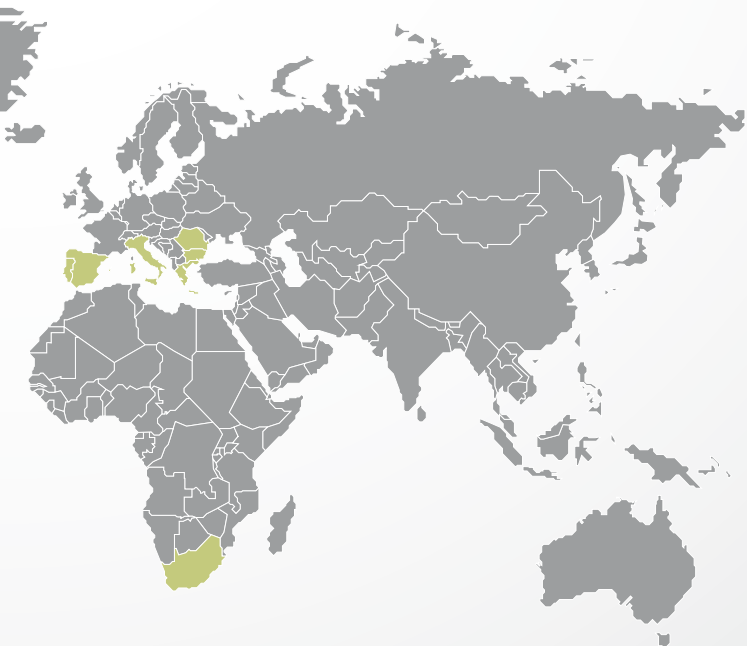
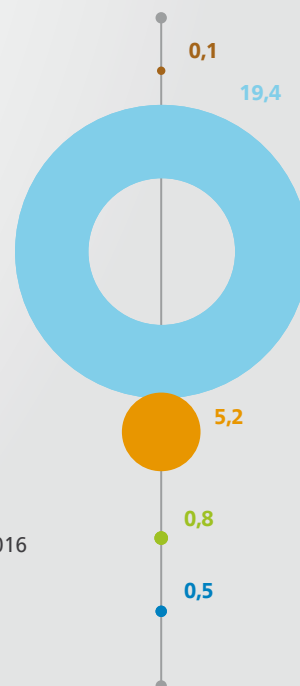
GROSS PIPELINE: 26,0 GW

Potenza in GW

Anno di entrata in esercizio



Per fonte



Dati operativi consolidati

Numero di impianti operativi

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Idroelettrica	398	398	-
Geotermica	37	36	1
Eolica	205	207	(2)
Solare	90	70	20
Cogenerazione	-	15	(15)
Biomassa	5	4	1
Totale	735	730	5
- Europa	583	592	(9)
- America Latina	54	42	12
- Nord America	98	96	2

Capacità installata netta (MW)

	2014	2013	2014-2013	2012
Idroelettrica	2.624	2.624	-	2.635
Geotermica	833	795	38	769
Eolica	5.697	5.085	612	4.278
Solare	433	249	184	149
Cogenerazione	-	37	(37)	63
Biomassa	39	23	16	44
Totale	9.626	8.813	813	7.938

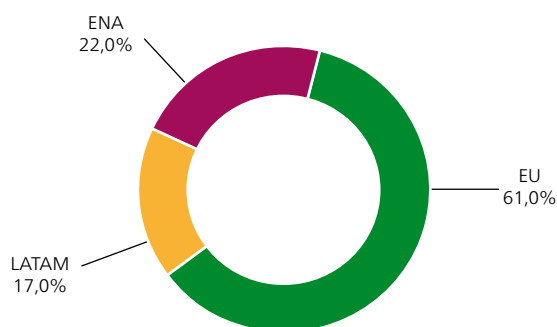
La capacità installata netta del Gruppo al 31 dicembre 2014 è pari a 9,6 GW, con un incremento di 0,8 GW (tenuto conto di un decommissioning pianificato per 37 MW) rispetto al 31 dicembre del 2013 (+9,1%), di cui 0,6 GW di capacità eolica e 0,2 GW di capacità solare.

Al netto dei 196 MW di capacità eolica ceduta in Francia (186 MW al 31 dicembre 2013, 196 MW alla data di cessione), la capacità installata netta risulta incrementata, rispetto alla fine del 2013, di 1,0 GW (+11,4%).

Si evidenzia che la precedente tabella non include la capacità installata relativa alle società valutate con il metodo del patrimonio netto. Con riferimento al consorzio portoghese ENEOP, si segnala che l'accordo tra i soci prevede lo split de-

gli asset tra gli stessi, al termine delle attività realizzative, ed è pertanto atteso il consolidamento di circa 500 MW presumibilmente nel secondo trimestre 2015.

Capacità installata netta (MW)



Capacità installata netta (MW)

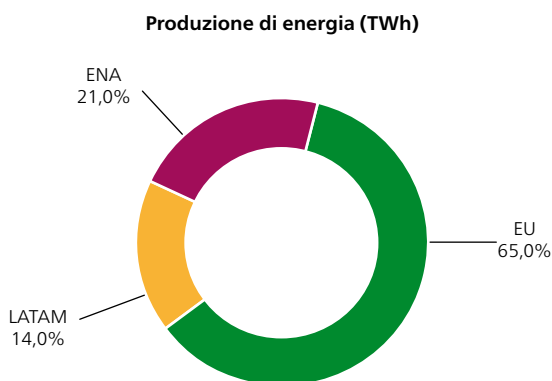
	2014	2013	2014-2013	2012
Europa	5.845	5.966	(121)	5.799
America Latina	1.698	1.164	534	900
Nord America	2.083	1.683	400	1.239
Totale	9.626	8.813	813	7.938

La crescita registrata nelle aree America Latina e Nord America deriva sostanzialmente dall'entrata in esercizio di impianti eolici. Il decremento registrato nell'area Europa

è principalmente legato alla cessione di capacità eolica in Francia (186 MW al 31 dicembre 2013, 196 MW alla data di cessione).

	Produzione di energia (TWh)			Capacità installata media (MW)		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	11,5	10,9	0,6	2.624	2.629	(5)
Geotermica	5,9	5,6	0,3	802	772	30
Eolica	13,9	12,1	1,8	5.297	4.712	585
Solare	0,4	0,3	0,1	298	213	85
Cogenerazione	-	0,2	(0,2)	-	37	(37)
Biomassa	0,1	0,2	(0,1)	24	39	(15)
Totale	31,8	29,3	2,5	9.045	8.402	643

La produzione di energia elettrica del Gruppo nel 2014 è pari 31,8 TWh, in incremento di 2,5 TWh (+8,5%) rispetto al 2013.



La crescita registrata nel 2014 è principalmente riconducibile all'effetto dell'incremento della produzione eolica (+1,8 TWh), in linea con l'aumento della capacità installata, della produzione idroelettrica (+0,6 TWh), per effetto della maggiore disponibilità della risorsa, e della produzione geotermica (+0,3 TWh), per effetto del miglior utilizzo degli impianti e della maggiore capacità installata.

	Produzione di energia (TWh)			
	2014	2013	2014-2013	2012
Europa	20,7	20,1	0,6	17,4
America Latina	4,4	3,8	0,6	3,7
Nord America	6,7	5,4	1,3	3,9
Totale	31,8	29,3	2,5	25,0

La produzione di energia elettrica registra un incremento pari a 2,5 TWh, realizzato in Nord America (+1,3 TWh), principalmente per la maggiore capacità eolica e geotermica, in Europa (+0,6 TWh), a fronte di una crescita della produzione

idroelettrica in Italia, e in America Latina (+0,6 TWh), prevalentemente grazie alla maggiore disponibilità della risorsa eolica in Cile e Messico.

	Load factor per tecnologia (%)	
	2014	2013
Idroelettrica	49,8	47,4
Geotermica	84,9	82,5
Eolica	29,9	29,3
Solare	15,6	14,5
Cogenerazione	-	58,2
Biomassa	54,9	72,8

Il load factor medio del 2014 (ossia il rapporto tra la produzione effettiva e quella teorica) è pari al 40,1% (39,8% nel 2013), grazie al miglioramento dell'indice idroelettrico, che riflette la maggiore idraulicità registrata in Italia nel 2014 rispetto al 2013, e a quello eolico, che riflette principalmente l'elevata efficienza dei nuovi impianti installati.

Le tabelle che seguono riportano la ripartizione degli impianti non ancora operativi ("in costruzione" e "autorizzati") per tecnologia e area geografica.

Impianti in costruzione

	MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	152	50	102	4	1	3
Eolica	623	679	(56)	10	13	(3)
Geotermica	-	38	(38)	-	2	(2)
Biomassa	21	15	6	5	1	4
Solare	180	36	144	5	1	4
Totale	976	818	158	24	18	6
- Europa	190	83	107	9	5	4
- America Latina	586	585	1	14	12	2
- Nord America	200	150	50	1	1	-

I principali impianti in costruzione si riferiscono:

- > al settore solare in Sudafrica (due progetti per un totale di 149 MW);
- > al settore eolico in Cile (Talinay II 61 MW), in Brasile (Dois Riachos 30 MW, Damascena-Maniçoba per 60 MW), in

- Messico (Sureste 102 MW e Dominica II 100 MW) e in Nord America (Goodwell 200 MW);
- > al settore idroelettrico in Brasile (Apiacás 102 MW) e in Costa Rica (Chucás 50 MW).

Impianti autorizzati

	MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	8	103	(95)	12	9	3
Eolica	325	-	325	5	-	5
Biomassa	-	1	(1)	-	-	-
Solare	512	61	451	7	5	2
Totale	845	165	680	24	14	10
- Europa	372	2	370	16	9	7
- America Latina	399	163	236	7	5	2
- Nord America	74	-	74	1	-	1

I principali impianti autorizzati si riferiscono prevalentemente:

- > al settore solare in Cile (Finis Terrae 160 MW, Pampa Norte 79 MW e Carrera Pinto 97 MW) e in Sudafrica (due progetti per un totale di 165 MW);
- > al settore eolico in Sudafrica (due progetti da 199 MW) e in Nord America (Little Elk 74 MW).

Al 31 dicembre 2014, il Gruppo disponeva di una gross pipeline pari a 26,0 GW (di cui 17,5 GW rientranti nella categoria "potential", 7,4 GW "likely" e 1,1 GW "highly confident"), di cui 4,0 GW in Europa, 5,1 GW in Nord America e 16,9 GW nei mercati emergenti.

La tabella che segue indica la ripartizione della pipeline del Gruppo al 31 dicembre 2014, suddivisa per tecnologia e per COD (Commercial Operation Date).

	Gross pipeline (GW)		
	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	0,5	0,7	(0,2)
Geotermica	0,8	0,7	0,1
Eolica	19,4	15,6	3,8
Solare	5,2	3,3	1,9
Biomassa	0,1	0,2	(0,1)
Totale	26,0	20,5	5,5
<i>Anno di entrata in esercizio</i>			
≤ 2016	5,7	14,5	(8,8)
> 2016	17,9	4,7	13,2
> 2018	2,4	1,3	1,1

Dati economici patrimoniali e finanziari consolidati

Restatement dei dati economici e patrimoniali dell'esercizio 2013

I dati comparativi relativi allo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2013 e al Conto economico del 2013 sono stati modificati per tenere conto degli effetti derivanti:

- > dall'IFRS 11, per il criterio di consolidamento delle joint arrangement: secondo quanto previsto l'unico metodo di consolidamento applicabile per le joint venture è l'equity method. Pertanto, poiché il Gruppo adottava il metodo di consolidamento proporzionale, i dati di Stato patrimoniale presentati nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 e di Conto economico 2013 sono stati rideterminati. L'applicazione del nuovo standard ha inoltre richiesto la rideterminazione dei dati operativi (personale, capacità installata, produzione, numero di impianti operativi) e di taluni indicatori di sostenibilità;
- > dall'IFRS 3, per la contabilizzazione definitiva di aggregazioni aziendali (PPA): si è proceduto alla rilevazione in via definitiva, entro i termini previsti, del fair value delle atti-

vità e delle passività acquisite e delle passività potenziali assunte con le acquisizioni del 100% del capitale sociale di Parque Eólico Talinay Oriente e Dominica Energía Limpia avvenute nel primo trimestre 2013;

- > a seguito delle mutate modalità di classificazione dei costi per acquisto energia e 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 del bilancio, si è proceduto a effettuare alcune riclassifiche agli schemi di Conto economico consolidato, Stato patrimoniale consolidato e Rendiconto finanziario consolidato, con l'obiettivo di maggiore comparabilità dei dati.

Per ulteriori dettagli in merito alle modifiche effettuate si rimanda alla Nota 4.

Dati economici consolidati

Milioni di euro

	2014	2013 restated ⁽¹⁾	2014-2013
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.996	2.721	275
Margine operativo lordo	1.942	1.779	163
Utile operativo	1.021	1.100	(79)
Utile dell'esercizio del Gruppo e di terzi ⁽²⁾	440	598	(158)
Utile dell'esercizio del Gruppo	359	528	(169)
Utile netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio	0,07	0,11	(0,04)

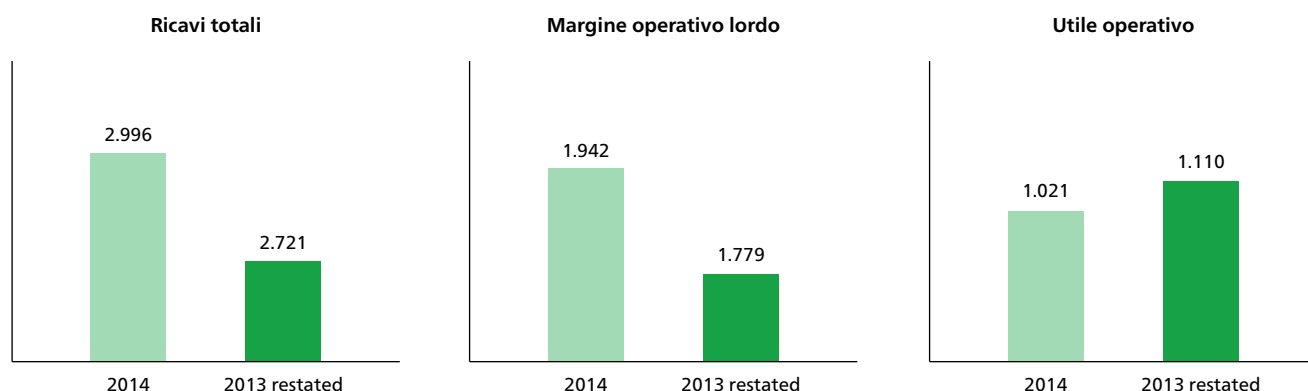
(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

(2) Di cui "Risultato delle discontinued operations" negativo per 4 milioni di euro (positivo per 61 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Milioni di euro	2014			2013 restated		
	Ricavi ⁽¹⁾	Margine operativo lordo	Utile operativo	Ricavi ⁽¹⁾	Margine operativo lordo	Utile operativo
Europa	2.129	1.464	730	2.001	1.330	820
America Latina	538	202	142	408	203	141
Nord America	394	276	149	363	246	139
Elisioni e rettifiche	(65)	-	-	(51)	-	-
Totale continuing operations	2.996	1.942	1.021	2.721	1.779	1.100
Retail ⁽²⁾	-	(4)	(4)	138	69	61
Totale	2.996	1.938	1.017	2.859	1.848	1.161

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

(2) Discontinued operations.



I **ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value**, pari a 2.996 milioni di euro, evidenziano un incremento di 275 milioni di euro rispetto al 2013 restated (+10,1%) per effetto dell'aumento di 243 milioni di euro degli altri ricavi (pari a 360 milioni di euro nel 2014) e di 32 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 2.636 milioni di euro nel 2014), tenuto conto di un effetto cambi negativo di 10 milioni di euro.

L'incremento degli altri ricavi si riferisce principalmente agli effetti registrati nell'area Europa derivanti dall'accordo transattivo siglato con INE (società energetica statale

salvadoregna), che ha anche determinato la cessione della partecipazione in LaGeo (123 milioni di euro), dalla cessione della partecipazione in Enel Green Power France (31 milioni di euro) e dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off-take" della produzione della fabbrica 3SUN (95 milioni di euro), per i cui dettagli si rinvia alla sezione "Fatti di rilievo del 2014".

L'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica, comprensivi degli incentivi, deriva principalmente dall'aumento dei ricavi in America Latina (138 milioni di euro) e in Nord America (49 milioni di euro), compensato dai minori ricavi

registrati in Europa (155 milioni di euro), principalmente in Iberia per effetto dei nuovi valori di remunerazione contenuti nel Regio Decreto Legge 9/2013 ai fini della determinazione dei ricavi per vendita di energia in Spagna.

Il **marginale operativo lordo**, pari a 1.942 milioni di euro, registra un incremento di 163 milioni di euro (+9,2%) rispetto al 2013, realizzato principalmente in Europa (134 milioni di euro) e in Nord America (30 milioni di euro). Tale risultato tiene conto del citato incremento dei ricavi (275 milioni di euro) e della riduzione dei costi, realizzata grazie alla migliore efficienza operativa in Nord America, parzialmente compensata dai maggiori costi per acquisto di energia e combustibili (121 milioni di euro) principalmente in America Latina.

L'**utile operativo** è pari a 1.021 milioni di euro, in decremento di 79 milioni di euro (-7,2%) rispetto ai 1.100 milioni di euro dell'esercizio precedente.

Il citato incremento del margine operativo lordo è stato infatti più che compensato dall'incremento degli ammortamenti e perdite di valore (pari a 242 milioni di euro) per effetto principalmente della svalutazione rilevata nel 2014 sull'avviamento e sulle attività nette della CGU Enel Green Power Hellas (pari a 181 milioni di euro) e degli ammortamenti legati alla maggiore capacità installata in Nord America e in America Latina.

Con riferimento alla svalutazione della CGU Enel Green Power Hellas, si segnala che il perdurare dei segnali di rallentamento della crescita economica e i provvedimenti presi dal Governo greco in merito alla revisione dello scenario di incentivi alle energie rinnovabili, hanno portato il Gruppo a rivedere il proprio piano di crescita. Pertanto, il valore d'uso delle attività associate alla CGU Enel Green Power Hellas ha risentito della contrazione prevista nella stima dei flussi

redditali futuri in seguito alla revisione degli schemi incentivanti e alla conseguente riduzione delle attività di sviluppo di progetti già acquisiti nel Paese; la svalutazione ha determinato un effetto negativo complessivo sul risultato netto del Gruppo pari a 231 milioni di euro (al netto del relativo effetto fiscale, positivo per 39 milioni di euro).

L'**utile dell'esercizio**, inclusivo del risultato delle discontinued operations (negativo per 4 milioni di euro), è pari a 440 milioni di euro, con un decremento di 158 milioni di euro (-26,4%) rispetto ai 598 milioni di euro del 2013 restated (inclusivo del risultato delle discontinued operations positivo per 61 milioni di euro). La variazione del risultato netto del Gruppo, al netto del risultato delle discontinued operations, risulta negativa per 104 milioni di euro.

Tale variazione negativa riflette il decremento dell'utile operativo (79 milioni di euro), il decremento della quota dei proventi netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (77 milioni di euro) per effetto principalmente della citata svalutazione della CGU Enel Green Power Hellas (89 milioni di euro) e il decremento delle imposte dell'esercizio (60 milioni di euro). Tale ultimo decremento, in parte dovuto all'andamento dell'utile ante imposte, riflette gli effetti della riduzione dell'aliquota della c.d. "Robin Hood Tax" in Italia (23 milioni di euro) e alcuni effetti straordinari quali quelli relativi alla riforma fiscale in Iberia e alla dichiarazione di incostituzionalità della Robin Hood Tax, che hanno determinato rispettivamente una rettifica di imposte differite con impatto a conto economico positivo per 48 milioni di euro e negativo per 20 milioni di euro.

L'**utile dell'esercizio del Gruppo** è pari a 359 milioni di euro, con un decremento di 169 milioni di euro (-32,0%) rispetto ai 528 milioni di euro del 2013 restated.

Dati patrimoniali e finanziari consolidati

Milioni di euro

	2014	2013 restated ⁽¹⁾	2014-2013
Capitale investito netto ⁽²⁾	14.967	13.587	1.380
Indebitamento finanziario netto	6.038	5.324	714
Patrimonio netto (incluso quote di terzi)	8.929	8.263	666
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio	1,57	1,46	0,11
Flusso di cassa da attività operativa	1.033	765	268
Investimenti operativi	1.629	1.247	382

(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

(2) Le "Attività nette possedute per la vendita" sono pari a 17 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated (non presenti al 31 dicembre 2014).

Il **capitale investito netto**, pari a 14.967 milioni di euro (13.587 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated, per il cui dettaglio si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013"), presenta una variazione di 1.380 milioni di euro dovuta principalmente alla variazione delle attività immobilizzate nette (pari a 1.374 milioni di euro).

La variazione delle attività immobilizzate nette è sostanzialmente riconducibile agli investimenti operativi dell'esercizio (1.629 milioni di euro, comprensivi di 30 milioni di euro relativi al progetto Osage), alla flessione positiva dei cambi (617 milioni di euro) e alla variazione del perimetro di consolidamento (pari a 113 milioni di euro, comprensivi della cessione della quota di controllo di Osage), effetti solo in parte compensati dagli ammortamenti e perdite di valore (921 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 6.038 milioni di euro, presenta un incremento di 714 milioni di euro. Al 31 dicembre 2014, l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il c.d. rapporto "debt to equity", si attesta a 0,7 (0,6 al 31 dicembre 2013 restated), mentre il rapporto tra indebitamento finanziario netto e margine operativo lordo è pari a 3,1 (3,0 al 31 dicembre 2013 restated).

Gli **investimenti operativi** del 2014 sono pari a 1.629 milioni di euro, in incremento di 382 milioni di euro rispetto al 2013 restated. Tali investimenti si riferiscono principalmente al settore eolico in America Latina (600 milioni di euro), in Nord America (313 milioni di euro) e in Europa (74 milioni di euro), al settore geotermico in Italia (161 milioni di euro), al solare in Cile (198 milioni di euro) e in Europa (23 milioni di euro), nonché al settore idroelettrico in America Latina (111 milioni di euro) e in Italia (77 milioni di euro).

Dati di sostenibilità

Si riportano di seguito alcuni indicatori che riflettono l'impegno di Enel Green Power nei campi dell'innovazione, della sostenibilità ambientale, della sicurezza sul lavoro, della valorizzazione delle persone e della gestione dei fornitori.

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Spesa per l'innovazione ⁽¹⁾	16,9	15,6	1,3

(1) Per rappresentare gestionalmente il perimetro di attività di Innovation, i dati 2014 e 2013 comprendono anche le attività svolte da altre Unità ma coordinate/gestite direttamente da Innovation. Inoltre, è stato rettificato il valore del CCA (Contribution Agreement). Per tali motivi il valore del 2013 differisce da quello pubblicato nel Bilancio consolidato 2013.

Migliaia di tonnellate

	2014	2013	2014-2013
Emissioni di CO ₂ evitate	22.037,8	16.464,2	5.573,6

Percentuale

	2014	2013	2014-2013
Grado di copertura ISO 14001	100,0	100,0	-

Percentuale

	2014	2013	2014-2013
Recupero rifiuti	82,5	40,1	42,4

Anni

	2014	2013	2014-2013
Età media dei dipendenti	40	42	(2)

Migliaia di ore

	2014	2013	2014-2013
Ore totali di formazione	153,6	94,8	58,8

Percentuale

	2014	2013	2014-2013
Copertura Certificazione OHSAS 18001	100,0	100,0	-

Euro

	2014	2013	2014-2013
Spesa per la sicurezza per dipendente	16.436	17.252	(816)

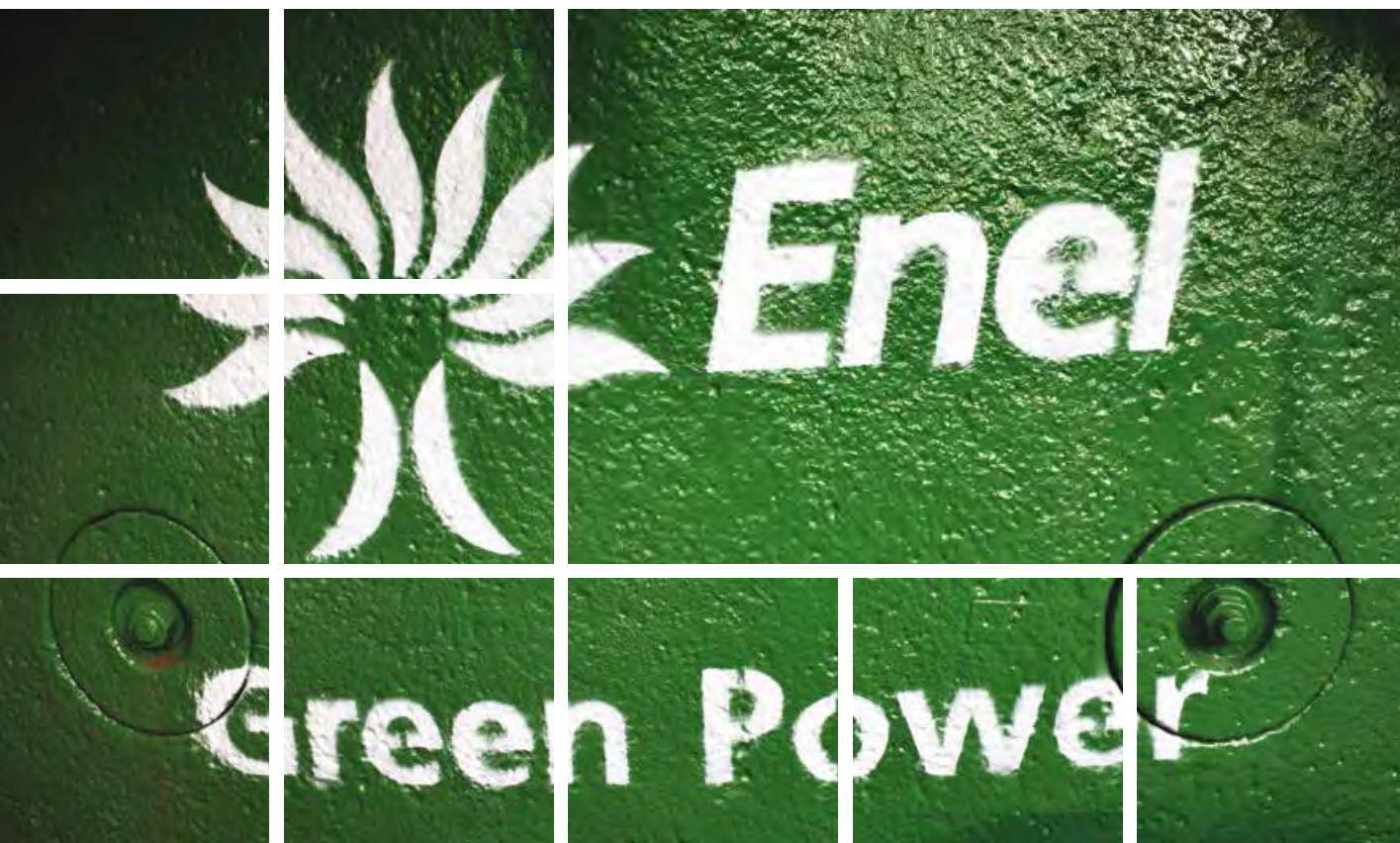
Percentuale

	2014	2013	2014-2013
Appaltatori e subappaltatori che hanno ricevuto formazione su salute e sicurezza	100,0	100,0	-

Numero

	2014	2013	2014-2013
Qualificazioni attive	3.627	3.516	111

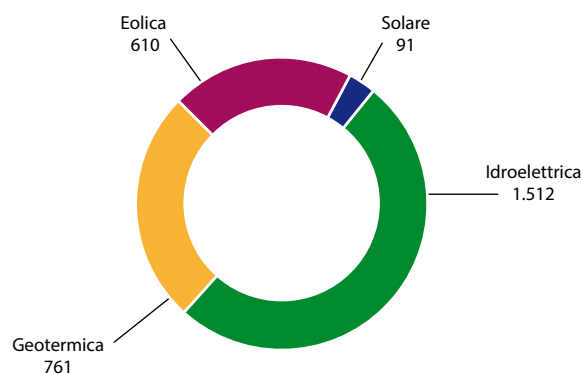
Sintesi dei risultati della Capogruppo



Dati operativi della Capogruppo

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti operativi		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	1.512	1.512	-	279	279	-
Geotermica	761	723	38	34	33	1
Eolica	610	564	46	28	27	1
Solare	91	85	6	31	30	1
Totale	2.974	2.884	90	372	369	3

La capacità installata netta al 31 dicembre 2014 è pari a 2.974 MW ed evidenzia un incremento di 90 MW rispetto al 31 dicembre 2013 (3%). L'incremento si riferisce per 52 MW alla capacità installata netta degli impianti acquisiti da Enel Green Power SpA con la fusione delle società Enel Green Power Cutro Srl (46 MW) ed Enel Green Power Canaro Srl (6 MW) e per 38 MW all'entrata in esercizio dell'impianto geotermico di Bagnore 4.

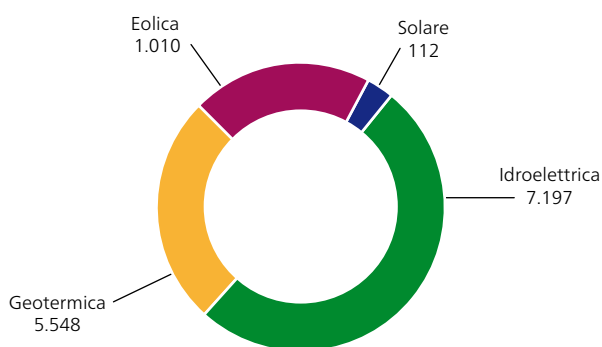


La produzione di energia elettrica complessiva del 2014 è stata pari a 13,9 TWh, con un incremento di 1,0 TWh (7%).

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	7.197	6.559	638	1.512	1.512	-
Geotermica	5.548	5.301	247	730	723	7
Eolica	1.010	958	52	609	563	46
Solare	112	87	25	91	76	15
Totale	13.867	12.905	962	2.942	2.874	68

L'aumento della produzione di energia rispetto all'esercizio precedente deriva principalmente dalla maggiore produzione idroelettrica (+638 GWh) e geotermica (+247 GWh) e riflette la maggiore disponibilità di risorsa e l'entrata in esercizio dell'impianto geotermico di Bagnore 4.

Il load factor medio (ossia il rapporto tra la produzione annua netta e la produzione teorica ottenibile in un anno – per un totale di 8.760 ore – rapportata ai MW nominali) è pari al 53,8% (50,7% nel 2013). L'incremento del load factor medio rispetto al 2013 deriva principalmente dalla maggiore idraulicità del 2014.



Load factor medio (%)

	2014	2013
Idroelettrica	54,3	49,5
Geotermica	86,8	83,7
Eolica	18,9	19,5
Solare	14,0	13,1

Dati economici patrimoniali e finanziari della Capogruppo

Dati economici

Di seguito si espongono i dati economici, patrimoniali e finanziari al 31 dicembre 2014 confrontati con i dati del 2013 restated.

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.553	1.296	257
Margine operativo lordo	1.070	842	228
Utile operativo	769	502	267
Utile dell'esercizio ⁽¹⁾	431	290	141

(1) Di cui "Risultato delle discontinued operations" pari a (4) milioni di euro nel 2014 e a 71 milioni di euro nel 2013 restated.

I **ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value**, pari a 1.553 milioni di euro (1.296 milioni di euro nel 2013 restated), si incrementano di 257 milioni di euro (19,83%) a fronte dell'aumento di 260 milioni di euro degli altri ricavi (pari a 374 milioni di euro nel 2014 e 114 milioni di euro nel 2013 restated) e di una sostanziale invarianza dei ricavi da vendita energia, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value e da certificati verdi (complessivamente pari a 1.179 milioni di euro nel 2014 e 1.182 milioni di euro nel 2013 restated). L'aumento degli altri ricavi accoglie principalmente, per 148 milioni di euro, gli effetti derivanti dell'accordo transattivo siglato con INE (società energetica statale salvadoregna) che ha anche determinato la cessione della partecipazione in LaGeo SA de Cv e per 95 milioni di euro l'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off-take" della produzione della fabbrica 3SUN Srl, per i cui dettagli si rinvia al capitolo "Fatti di rilievo del 2014".

I ricavi per vendita di energia elettrica risultano sostanzialmente invariati in quanto l'incremento dell'energia prodotta ha quasi completamente compensato la riduzione del ricavo medio di vendita, comprensivo dell'effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value e dei certificati verdi.

Il **marginale operativo lordo** si attesta a 1.070 milioni di euro registrando un incremento di 228 milioni di euro rispetto

all'esercizio precedente (842 milioni di euro nel 2013 restated), a fronte del citato incremento dei ricavi di 257 milioni di euro, in parte compensato dall'aumento dei costi per 29 milioni di euro, derivanti in particolare dai maggiori accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (16 milioni di euro) e dai maggiori costi per acquisto energia (10 milioni di euro).

L'**utile operativo**, pari a 769 milioni di euro, registra un incremento di 267 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (502 milioni di euro nel 2013 restated) a fronte del citato incremento del margine operativo lordo e della riduzione della voce "Ammortamenti e perdite di valore" di 39 milioni di euro (pari a 301 milioni di euro nel 2014 e 340 milioni di euro nel 2013 restated) derivante principalmente dalle minori svalutazioni effettuate nel 2014.

L'esercizio 2014 chiude con un **utile dell'esercizio** (comprensivo della perdita delle discontinued operations pari a 4 milioni di euro) pari a 431 milioni di euro, in incremento di 141 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (290 milioni di euro nel 2013 restated, comprensivo dell'utile delle discontinued operations pari a 71 milioni di euro).

L'incremento dell'utile operativo è stato infatti parzialmente compensato dall'aumento delle imposte (56 milioni di euro) e dalla citata variazione del risultato delle discontinued operations (75 milioni di euro).

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Capitale investito netto	9.640	9.955	(315)
Indebitamento finanziario netto	2.742	3.307	(565)
Patrimonio netto	6.898	6.648	250
Flusso di cassa da attività operativa	413	370	43
Investimenti	295	318	(23)

Il **capitale investito netto**, pari a 9.640 milioni di euro (9.955 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), si decrementa di 315 milioni di euro principalmente per il decremento delle attività immobilizzate nette (pari a 455 milioni di euro), effetto in parte compensato dall'incremento del capitale circolante netto (pari a 139 milioni di euro). La variazione delle attività immobilizzate nette è sostanzialmente riconducibile alla riduzione netta del valore delle partecipazioni (501 milioni di euro) per effetto principalmente di operazioni effettuate sul capitale della holding di partecipazioni estere Enel Green Power International BV e del valore delle attività finanziarie non correnti nette (41 milioni di euro), effetti parzialmente compensati dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (73 milioni di euro).

La variazione del capitale circolante netto è riferibile principalmente alla riduzione dei debiti commerciali (68 milioni di euro), all'aumento delle rimanenze (46 milioni di euro) e delle attività correnti (57 milioni di euro), effetti parzialmente compensati dal decremento dei crediti commerciali (50 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 2.742 milioni di euro (3.307 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), evidenzia un decremento di 565 milioni di euro per effetto

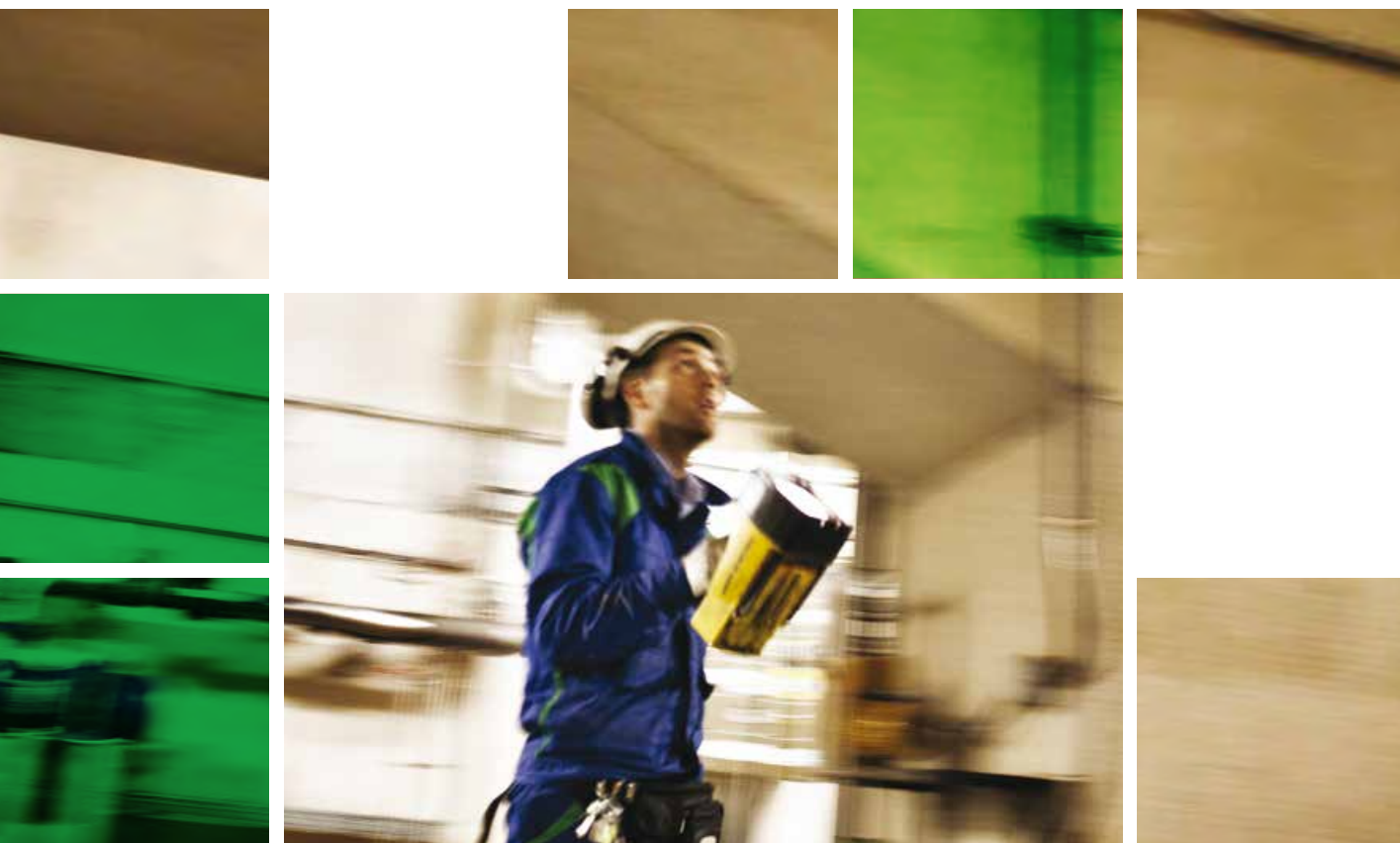
sostanzialmente della citata operazione sul patrimonio netto di Enel Green Power International BV.

Il **patrimonio netto**, pari a 6.898 milioni di euro (6.648 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), è composto dal capitale sociale (1.000 milioni di euro), dalla riserva legale (200 milioni di euro), dalle altre riserve (4.443 milioni di euro), nonché dagli utili portati a nuovo (824 milioni di euro) e dall'utile rilevato nell'esercizio (431 milioni di euro). La variazione rispetto all'esercizio precedente riflette principalmente la rilevazione dell'utile dell'esercizio e la distribuzione dei dividendi 2013 (160 milioni di euro).

Il **flusso di cassa da attività operativa** ha generato liquidità per 413 milioni di euro, in incremento di 43 milioni di euro (12%) rispetto al 2013 restated (370 milioni di euro). Tale variazione risente del minore fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi a confronto.

Gli **investimenti** del 2014 sono pari a 295 milioni di euro, in decremento di 23 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, e si riferiscono principalmente alla realizzazione e al rifacimento di impianti di generazione geotermica (164 milioni di euro) e idroelettrica (79 milioni di euro).

Fatti di rilievo del 2014⁽⁹⁾



25
febbraio

Modifica alla struttura organizzativa di Enel Green Power

Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power ha approvato una rivisitazione della struttura organizzativa del Gruppo al fine di rispecchiare le effettive scelte strategiche di Enel Green Power in un'ottica di maggiore efficienza.

In particolare, sono stati ridefiniti, a far data dal 24 aprile 2014, i perimetri dell'area Italia ed Europa e dell'area Iberia e America Latina, in quanto non più in linea con lo sviluppo corrente del Gruppo Enel Green Power. Più specificamente:

- > la sub-area Iberia è stata assorbita nel naturale alveo dell'area Italia ed Europa (ora denominata Europa) al fine di garantire una omogeneità geografica e di obiettivi di business;
- > l'area Iberia e America Latina è stata ridenominata area America Latina, area che mantiene i Paesi del Centro e Sud America oggetto di una forte crescita negli ultimi anni (Brasile, Cile e Paesi andini e Messico e Centro America).

24
marzo

Accordo di finanziamento con Banco Santander

Enel Green Power ha annunciato di aver firmato – attraverso la controllata olandese Enel Green Power International BV, holding finanziaria e di partecipazione delle società estere del Gruppo Enel Green Power – un contratto di finanziamento per 153 milioni di euro con Banco Santander, quest'ultimo come lender, unico lead arranger e agent, con la copertura della Export Credit Agency spagnola. Il contratto di finanziamento, che avrà una durata di 12 anni, è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato ed è assistito da una parent company guarantee rilasciata da Enel Green Power. Il finanziamento è correlato a investimenti in parchi eolici in Messico di proprietà di società controllate da Enel Green Power.

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

31
marzo

Al via i lavori per una nuova centrale idroelettrica in Brasile

Enel Green Power ha annunciato di aver avviato i lavori per la costruzione in Brasile del nuovo complesso idroelettrico di Apicás, nello Stato di Mato Grosso. Apicás sarà composto da tre impianti in cascata, denominati "Salto Apicás", "Cabeza de Boi" e "Fazenda", per una capacità installata totale di 102 MW, con 7 turbine da circa 14,5 MW ciascuna. Il complesso idroelettrico sarà in grado di generare, una volta in esercizio, fino a circa 490 GWh all'anno, incontrando così la grande domanda di nuova energia elettrica del Paese, che è stimata crescere a un tasso medio annuo del 4% fino al 2020. Si prevede che il nuovo complesso idroelettrico sia completato ed entri in esercizio nel corso del primo semestre 2016 e che la sua realizzazione richieda un investimento complessivo di circa 287 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power. Al progetto è associato un contratto d'acquisto trentennale dell'energia prodotta, che sarà consegnata alla rete nazionale di trasmissione.

12
maggio

Enel Green Power North America porta al 75% la sua quota nel parco eolico di Buffalo Dunes

Enel Green Power North America Inc., una controllata di Enel Green Power, ha siglato un accordo per acquisire un ulteriore 26% di azioni di "Classe A" di Buffalo Dunes Wind Project LLC, società che gestisce l'impianto eolico da 250 MW di Buffalo Dunes, da EFS Buffalo Dunes LLC, una controllata di GE Capital, per un totale di circa 60 milioni di dollari statunitensi. L'opzione per l'acquisizione delle quote ulteriori era contemplata nell'accordo originario tra Enel Green Power North America Inc. e la controllata di GE Capital. L'operazione è stata finalizzata a seguito dell'ottenimento delle necessarie approvazioni della Federal Energy Regulatory Commission in data 26 giugno 2014. Enel Green Power North America Inc. detiene, pertanto, il 75% delle azioni di "Classe A" della società che gestisce il parco eolico, mentre la controllata di GE Capital ne detiene il 25%.

Il parco eolico di Buffalo Dunes, che si trova nelle contee di Finney, Grant, e Haskell, in Kansas, è operativo da dicembre 2013 ed è stato il più grande impianto eolico a entrare in esercizio negli Stati Uniti lo scorso anno. L'impianto ha richiesto un investimento complessivo di circa 370 milioni di dollari statunitensi e beneficia di un accordo a lungo termine per l'acquisto dell'energia prodotta (PPA).

12
giugno

Fusione per incorporazione di Enel Green Power Canaro ed Enel Green Power Cutro in Enel Green Power

È stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione di Enel Green Power Canaro Srl e di Enel Green Power Cutro Srl in Enel Green Power, approvato dagli organi sociali delle suddette società. L'operazione consentirà di raggiungere una maggiore efficienza operativa e una semplificazione dei processi amministrativi, nonché di beneficiare della conseguente riduzione dei costi di gestione.

Tenuto conto che Enel Green Power controlla interamente Enel Green Power Canaro Srl ed Enel Green Power Cutro Srl, la fusione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in via semplificata, così come previsto dall'art. 2505 del codice civile e dall'art. 19 dello Statuto sociale.

Trattandosi di una fusione semplificata, Enel Green Power non procederà ad alcun aumento del proprio capitale sociale né assegnerà – ai sensi dell'art. 2504 *ter* del codice civile – azioni in sostituzione delle partecipazioni detenute nelle società oggetto di incorporazione, le quali verranno annullate senza concambio in esito alla fusione. Parimenti, non è prevista alcuna modifica dello Statuto sociale di Enel Green Power.

L'atto di fusione per incorporazione di Enel Green Power Canaro Srl ed Enel Green Power Cutro Srl in Enel Green Power SpA è stato sottoscritto e depositato presso il Registro delle imprese di Roma in data 25 novembre 2014. Gli effetti reali della fusione decorrono dal 1° dicembre 2014, mentre gli effetti contabili e fiscali sono imputati al bilancio della società incorporante con efficacia retroattiva al 1° gennaio 2014.

8
luglio

Enel Green Power firma un accordo di capital contribution con un consorzio guidato da J.P. Morgan per due impianti eolici negli USA

Enel Green Power North America Inc. ("EGP NA"), controllata statunitense di Enel Green Power, ha firmato un accordo di "capital contribution" per circa 400 milioni di dollari statunitensi con un consorzio guidato da J.P. Morgan. Con tale operazione, il consorzio si impegna a finanziare il progetto eolico Origin, con una capacità installata di 150 MW, situato nelle contee di Garvin, Murray e Carter, in Oklahoma, e quello di Goodwell, con una capacità installata di 200 MW, nelle contee di Texas, in Oklahoma, e di Hansford, in Texas.

Il consorzio erogherà il finanziamento all'entrata in esercizio degli impianti, prevista nel quarto trimestre 2014, per l'impianto di Origin, e nel quarto trimestre 2015, per l'impianto di Goodwell, a patto che siano nel frattempo rispettate alcune condizioni specificate nell'accordo. A entrambi i progetti sono associati contratti di vendita a lungo termine dell'energia prodotta. In base all'accordo, il consorzio effettuerà un apporto di capitale a EGP NA, pari a un ammontare totale di circa 400 milioni di dollari statunitensi. Il consorzio ne riceverà in cambio una partecipazione con diritto di voto limitato che gli consentirà di ottenere una percentuale dei benefici fiscali che saranno riconosciuti ai progetti di Origin e Goodwell. Enel Green Power supporterà gli obblighi derivanti dall'accordo della propria controllata statunitense con una parent company guarantee, non estesa al ritorno sull'investimento.

11
luglio

Enel Green Power raggiunge un accordo con Sharp sull'"off-take" della produzione della fabbrica 3SUN

Enel Green Power e Sharp Corporation ("Sharp") hanno raggiunto un accordo in base al quale Enel Green Power subentra negli obblighi della quota di "off-take" di Sharp per i pannelli fotovoltaici prodotti dalla fabbrica di Catania di 3SUN Srl ("3SUN"), la joint venture paritetica tra Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics, per effetto del quale Enel Green Power da luglio scorso sta acquisendo l'intera produzione

di 3SUN. L'accordo prevede anche la definitiva estinzione di ogni impegno radicato negli accordi di joint venture assunto da Sharp a realizzare ricerca e di ogni eventuale pretesa di Enel Green Power associata a detti impegni.

L'"off-take agreement" è un contratto in base al quale Enel Green Power e Sharp si erano impegnate ad acquistare l'intera produzione della fabbrica di Catania di 3SUN, che produce attualmente circa 200 MW all'anno di pannelli fotovoltaici a film sottile multi-giunzione. I pannelli prodotti dalla fabbrica, particolarmente adatti alle alte temperature, si prevede che saranno utilizzati da Enel Green Power per la realizzazione di impianti fotovoltaici in diverse aree geografiche, tra cui il Sud America e il Sudafrica.

Il corrispettivo concordato, pari a 95 milioni di euro, è stato determinato su base negoziale e tenendo conto delle modalità di assolvimento degli impegni reciproci assunti attraverso gli accordi di joint venture sopra richiamati.

22
luglio

Enel Green Power acquista il controllo di Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl (adesso Enel Green Power Solar Energy Srl - "EGP SE")

Facendo seguito all'impegno assunto con l'accordo dell'11 luglio 2014 con Sharp, il 22 luglio 2014 Enel Green Power ha acquisito la partecipazione detenuta da Sharp in Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl (adesso Enel Green Power Solar Energy Srl - "EGP SE"), joint venture paritetica nata per sviluppare, costruire e gestire impianti fotovoltaici nell'area dell'EMEA, utilizzando i pannelli prodotti dalla fabbrica di 3SUN. Il prezzo per l'acquisizione della quota del 50% e del credito finanziario vantato da Sharp nei confronti di EGP SE è stato complessivamente pari a 30 milioni di euro. Il Gruppo ha avviato il processo di allocazione del costo di acquisto di tali quote al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte di tale gruppo di società avvalendosi anche di un esperto indipendente.

Nel corso
del 2014

Enel Green Power raggiunge un accordo con gli altri due venturer per l'acquisizione del controllo di 3SUN

Enel Green Power ha raggiunto un accordo per rilevare le quote detenute dagli altri venturer Sharp Corporation e STMicroelectronics, pari ciascuna a un terzo del capitale sociale in 3SUN, la joint venture paritetica tra Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics.

Il prezzo concordato per l'acquisizione delle quote del 33% ciascuna e dei crediti finanziari detenuti dai venturer è pari a 1 euro.

L'accordo con STMicroelectronics prevede il versamento da parte della stessa STMicroelectronics a Enel Green Power di un importo pari a 15 milioni di euro, che comporta il disimpegno di STMicroelectronics da ogni obbligo associato alla partecipazione alla joint venture e nei confronti di Enel Green Power.

L'efficacia di questa operazione, che permetterà a Enel Green Power di detenere il 100% di 3SUN, è subordinata all'approvazione delle banche finanziatrici delle operazioni di 3SUN e delle autorità competenti, ove necessario. Il Gruppo avvierà di conseguenza il processo di allocazione del costo di acquisto di tali quote al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte in tali società avvalendosi anche di un terzo indipendente.

L'operazione si è perfezionata il 6 marzo 2015.

18
settembre

La corte di cassazione di Parigi a favore di Enel Green Power sul caso LaGeo in El Salvador

La Corte di Cassazione francese ha respinto il ricorso presentato nel 2013 da Inversiones Energéticas SA de Cv ("INE") e dalla Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa ("CEL"), contro la sentenza d'appello che aveva confermato il lodo del Tribunale Arbitrale – adottato secondo le regole della Camera di Commercio Internazionale ("ICC") – sugli investimenti in LaGeo SA de Cv ("LaGeo"),

la joint venture tra Enel Green Power e INE per lo sviluppo della geotermia in El Salvador. Con questa pronuncia diviene definitivo il lodo arbitrale emesso nel 2011 con cui veniva riconosciuto il diritto di Enel Green Power a incrementare, attraverso gli investimenti effettuati, la propria quota di capitale nella società salvadoregna LaGeo, mediante la sottoscrizione di azioni di nuova emissione della stessa joint venture, nonché il diritto di ricevere sotto forma di dividendi gli utili della società.

28
ottobre

Entrata in esercizio di un nuovo impianto eolico in Messico

Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Dominica I in Messico.

L'impianto, situato nel Municipio di Charcas e detenuto da Dominica Energía Limpia S de RL de Cv, società controllata da Enel Green Power México S de RL de Cv, è il primo parco eolico nello Stato di San Luis Potosí.

Dominica I, con una capacità installata totale di 100 MW, è composto da 50 turbine da 2 MW ciascuna ed è in grado di generare fino a 260 GWh all'anno.

La realizzazione del parco eolico, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel piano industriale 2014-2018 di Enel Green Power, ha richiesto un investimento complessivo di circa 196 milioni di dollari statunitensi, finanziato attraverso risorse del Gruppo Enel Green Power.

Al progetto sono associati due accordi di fornitura di energia a lungo termine (PPA), per un valore complessivo di circa 485 milioni di dollari statunitensi.

Con questo impianto, Enel Green Power in Messico raggiunge una capacità installata di quasi 300 MW, mentre sono circa 200 i megawatt in costruzione con gli impianti di Sureste e Dominica II.

3
novembre

Enel Green Power si aggiudica 344 MW di eolico e fotovoltaico in una gara pubblica in Brasile

Enel Green Power si è aggiudicata, attraverso la gara pubblica "Leilão de Reserva", il diritto di stipulare contratti ventennali di fornitura di energia in Brasile, per un totale di 344 MW di capacità eolica e fotovoltaica. In particolare, con il progetto "Ituverava", la Società si è aggiudicata 254 MW di capacità fotovoltaica, che costituiscono il 24% del totale dei progetti assegnati nell'ambito della prima gara pubblica dedicata alla risorsa solare nel Paese.

Il progetto sarà realizzato nel nord-est del Brasile, nello Stato di Bahia, in un'area caratterizzata da alto irraggiamento. Enel Green Power si è aggiudicata inoltre 90 MW di capacità eolica, con il progetto "Delfina". L'impianto, con un load factor di oltre il 50%, sarà realizzato sempre nello Stato di Bahia, dove la Società gestisce già 264 MW di progetti eolici, che si è aggiudicata in precedenti gare pubbliche. La realizzazione dei due impianti richiede un investimento complessivo di circa 600 milioni di dollari statunitensi, di cui circa 400 milioni per il progetto fotovoltaico e 200 milioni per il progetto eolico. Una volta in esercizio, i due impianti saranno in grado di produrre fino a circa 900 GWh all'anno di energia sostenibile, incontrando così la grande domanda di nuova energia elettrica del Paese, che è stimata crescere a un tasso medio annuo del 4% fino al 2020.

I contratti di fornitura che Enel Green Power si è aggiudicata hanno durata ventennale e prevedono la vendita di determinati volumi di energia prodotta dai due impianti alla Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

4
novembre

Enel Green Power: completata la costruzione di un nuovo impianto eolico negli USA

Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc. ("EGP NA"), ha completato la costruzione del nuovo parco eolico di Origin, nelle contee di Carter, Garvin e Murray, in Oklahoma. Il nuovo impianto, detenuto da Origin Wind Energy LLC., società controllata da EGP NA, con una capacità installata di 150 MW, porta la capacità totale installata da EGP NA a oltre 2.000 MW. La realizzazione del nuovo parco eolico ha richiesto un investimento complessivo di circa 250 milioni di dollari statunitensi. All'impianto è associato un accordo ventennale di

vendita dell'energia prodotta. Nel luglio 2014, EGP NA ha sottoscritto un accordo di "capital contribution" con un consorzio guidato da J.P. Morgan, assicurandosi così il parziale finanziamento del progetto.

6
novembre

Enel Green Power ed Endesa Chile firmano un contratto per la fornitura di energia rinnovabile e la vendita di certificati verdi

Enel Green Power ha siglato, tramite la società controllata Enel Green Power Chile Ltda ("Enel Green Power Chile"), con Empresa Nacional de Electricidad SA ("Endesa Chile") un contratto a lungo termine per la fornitura di energia e la vendita di certificati verdi, della durata di circa 20 anni, per due progetti eolici, e di circa 25 anni, per tre progetti fotovoltaici. Il contratto, che ha un valore complessivo stimato pari a circa 2,3 miliardi di dollari statunitensi, consentirà a Enel Green Power Chile di sviluppare impianti eolici e fotovoltaici con una capacità installata totale di circa 307 MW e un investimento complessivo di circa 611 milioni di dollari statunitensi. Enel Green Power in Cile detiene e gestisce 284 MW di capacità eolica, idroelettrica e solare, a cui si aggiungeranno nei prossimi mesi progetti per 284 MW, attualmente in fase di costruzione. Con i 307 MW associati al PPA con Endesa Chile, la Società raggiungerà una capacità installata totale di 875 MW.

14
novembre

Accordo di finanziamento con Banco Santander per 104 milioni di dollari

Enel Green Power, attraverso la società interamente controllata Dominica Energía Limpia S de RL de Cv, ha firmato un contratto di finanziamento per 104 milioni di dollari statunitensi con Banco Santander, quest'ultimo come lender, unico lead arranger e agent, con la copertura della Export Credit Agency spagnola ("CESCE"). Il contratto di finanziamento, che avrà una durata di 15 anni, è assistito da una parent company guarantee rilasciata dalla controllante Enel Green Power ed è volto a supportare l'investimento per il parco eolico Dominica I da 100 MW, il cui ammontare è di circa 196 milioni di dollari statunitensi.

Il finanziamento è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato ed è il secondo erogato da Banco Santander al Gruppo Enel Green Power con una copertura di CESCE nel 2014, facendo crescere l'ammontare complessivo di questi finanziamenti a oltre 230 milioni di euro.

1
dicembre

Enel Green Power si aggiudica 114 MW di eolico in una gara pubblica in Brasile

Enel Green Power, nella gara pubblica "A-5 Brazilian Auction", si è aggiudicata il diritto di stipulare contratti ventennali di fornitura di energia elettrica prodotta da un nuovo progetto eolico, da 114 MW di capacità installata, con un pool di società di distribuzione brasiliane.

Il parco, "Morro do Chapéu", sarà realizzato nello Stato di Bahia, nel nord-est del Brasile, dove la Società gestisce già circa 400 MW di progetti eolici, in esercizio e in costruzione, e oltre 254 MW di progetti fotovoltaici che si è aggiudicata nell'ultima gara pubblica "Leilão de Reserva".

Morro do Chapéu, con una capacità installata totale di 114 MW e un load factor medio di oltre il 50%, equivalente a circa 4.500 ore di energia prodotte all'anno, sarà in grado di generare più di 500 GWh all'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 150.000 tonnellate annue di CO₂. La realizzazione di Morro do Chapéu richiederà un investimento totale di circa 250 milioni di dollari statunitensi.

12
dicembre

Cessione della partecipazione in LaGeo

Enel Green Power e Inversiones Energéticas SA de Cv ("INE"), la società energetica statale salvadoregna, hanno sottoscritto un accordo per la cessione della quota del 36,2% detenuta da Enel Green Power in LaGeo – la joint venture tra Enel Green Power e INE per lo sviluppo della geotermia in El Salvador – alla stessa INE che, con una quota pari al 63,8%, era già azionista di maggioranza di LaGeo. Con questo accordo, Enel Green Power ha ceduto a INE la sua intera partecipazione in LaGeo, per un corrispettivo pari a circa 280 milioni di dollari statunitensi (circa 224 milioni di euro) chiudendo così le sue attività nel Paese. Il valore contabile consolidato della suddetta partecipazione alla data di cessione risultava pari a 100 milioni di euro e, pertanto, la plusvalenza consolidata da cessione si attesta a circa 116 milioni di euro, al netto della stima dell'effetto fiscale (148 milioni di euro nel Bilancio di esercizio di Enel Green Power SpA).

L'accordo per la cessione della partecipazione è il risultato dei negoziati avviati da Enel Green Power e INE, sotto l'egida del Centro internazionale per la risoluzione delle controversie relative agli investimenti (ICSID) della Banca Mondiale a Washington DC, con lo scopo di siglare un accordo reciprocamente vantaggioso e porre termine a una disputa iniziata otto anni fa tra le due aziende.

L'operazione di cessione è effettuata nel quadro di un accordo transattivo siglato con lo Stato di El Salvador riguardante il contenzioso in corso presso ICSID.

18
dicembre

Cessione di Enel Green Power France

Enel Green Power International BV ("EGPI"), controllata al 100% da Enel Green Power, ha perfezionato la cessione dell'intero capitale di Enel Green Power France Sas ("EGP France") a Boralex EnR Sas, controllata indiretta francese della società canadese Boralex Inc. per un corrispettivo totale di 298,4 milioni di euro, compreso il rimborso di un finanziamento soci, in essere, concesso a EGP France. Con questa vendita, Enel Green Power esce dal settore delle energie rinnovabili in Francia.

Il corrispettivo totale di 298 milioni di euro è soggetto a "price adjustment", in linea con le procedure standard per questo tipo di transazioni. Il corrispettivo è stato pagato interamente al closing dell'operazione, con un impatto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel Green Power, pari a 298 milioni di euro. Al netto dell'effetto fiscale, la plusvalenza della cessione è pari a 31 milioni di euro.

Come recentemente annunciato da Enel Green Power, la vendita di EGP France fa parte della strategia del Gruppo volta a ottimizzare il proprio portafoglio e a far leva sulle attuali opportunità in Paesi con maggiore potenziale di sviluppo e non cambia gli obiettivi del piano industriale 2014-2018 della Società.

22
dicembre

Enel Green Power avvia la nuova centrale geotermica Bagnore 4

Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete la nuova centrale geotermoelettrica Bagnore 4, nei comuni di Santa Fiora e Arcidosso.

L'impianto, che con perfetto inserimento ambientale è andato ad affiancare quello di Bagnore 3 da 20 MW, è costituito da due gruppi da 20 MW ciascuno, per una capacità installata totale di 40 MW, in grado di generare, a regime, fino a 310 milioni di kWh di energia all'anno, con un risparmio di 70.000 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio).

La realizzazione della nuova centrale, che ha richiesto un investimento totale di circa 120 milioni di euro finanziato parzialmente attraverso risorse della Banca Europea per gli Investimenti - BEI, è in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel piano industriale 2014-2018 di Enel Green Power che prevede un investimento nella geotermia toscana di circa 600 milioni di euro. Nel cantiere hanno lavorato per oltre un anno 130 persone, mentre a regime la centrale di Bagnore 4 occuperà circa 40 persone tra addetti diretti e indiretti.

30
dicembre

Entrata in esercizio di un nuovo parco eolico in Brasile

Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete l'impianto di Fontes dos Ventos, il primo parco eolico nello Stato di Pernambuco, nel nord-est del Brasile.

L'impianto, detenuto dalla società Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda, società controllata da Enel Brasil Participações Ltda, è composto da 34 turbine per una capacità installata complessiva di 80 MW, ed è in grado di generare circa 320 milioni di kWh all'anno.

La realizzazione dell'impianto eolico, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel piano industriale 2014-2018 di Enel Green Power, ha richiesto un investimento complessivo di circa 130 milioni di euro, parzialmente coperto da un finanziamento di IFC (International Finance Corporation), membro della World Bank Group, correlato alla costruzione di parchi eolici nel nord-est del Brasile. Fontes dos Ventos fornirà energia sia al mercato libero sia a quello regolato nell'ambito di un Power Purchase Agreement (PPA) a lungo termine che la Società si è aggiudicata nella gara pubblica "Brazilian New Energy" del 2011.

Scenario di riferimento



Enel Green Power e i mercati finanziari

	2014	2013 restated
Margine operativo lordo del Gruppo per azione (euro)	0,39	0,36
Utile operativo del Gruppo per azione (euro)	0,20	0,22
Utile netto del Gruppo per azione (euro)	0,07	0,11
Dividendo unitario (centesimi di euro)	3,20	3,20
Pay-out ratio ⁽¹⁾ (%)	30	30
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	1,57	1,46
Prezzo massimo dell'anno (euro)	2,18	1,84
Prezzo minimo dell'anno (euro)	1,68	1,36
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	1,93	1,75
Capitalizzazione borsistica ⁽²⁾ (milioni di euro)	9.640	8.770
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	5.000	5.000

(1) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.

(2) Calcolato sul prezzo medio del mese di dicembre.

	Corrente ⁽¹⁾
Peso azioni Enel Green Power	
Su indice FTSE-MIB	0,992%
Bloomberg World Energy Alternative Sources	12,09%

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2015.

Il 2014 inizia all'insegna di una modesta ma graduale ripresa economica, seppur a un ritmo leggermente inferiore rispetto alla fine del 2013, a seguito di qualche segnale di debolezza in alcuni Paesi emergenti, come la Cina, dove il crescente indebitamento del settore privato inizia a essere visto come un fattore di rischio. Gli Stati Uniti, invece, dopo un iniziale rallentamento, consolidano la propria crescita soprattutto a partire dal secondo trimestre, che registra un incremento di oltre 4 punti percentuali su base annua del prodotto interno lordo, beneficiando anche del recupero delle esportazioni nei mesi di aprile e maggio. Verso la fine dell'anno, gli Stati Uniti accelerano nettamente, anche oltre le attese, ma le prospettive a breve e a medio termine per l'economia mondiale restano tuttavia incerte. Persiste la debolezza nell'area dell'euro e in Giappone, rallenta ulteriormente la crescita in Cina, pur attestandosi a tassi superiori al 7%, e frena bruscamente la Russia, sulla quale pesano le sanzioni imposte dai Paesi occidentali, a seguito dell'aumento delle tensioni in Europa dell'Est (Ucraina), e la forte svalutazione del rublo. L'inflazione nell'area euro ha avuto un andamento discendente sin dall'inizio dell'anno, anche al netto delle componenti più volatili come energia e alimentari. Le proiezioni più aggiornate vedono una inflazione bassa anche nel prossimo biennio. La forte caduta del prezzo del petrolio, in atto da giugno, si è ulteriormente intensificata nell'ultimo trimestre dell'anno, determinata sia dall'ampliamento dell'offerta sia dalla debolezza della domanda. Le quotazioni sono scese ai minimi dal marzo 2009 (48,8 dollari al barile per la qualità Brent). La forte flessione dei prezzi petroliferi potrebbe contribuire a sostenere la crescita, ma non è priva di rischi per la stabilità finanziaria dei Paesi esportatori. In Europa l'attività economica, oltre a trarre vantaggio dalla caduta del prezzo del petrolio e dalla graduale accelerazione degli scambi internazionali, è sostenuta dall'orientamento espansivo della politica monetaria da parte della Banca Centrale Europea (BCE). In Italia, la crescita economica stenta a intravedersi, nonostante alcuni segnali incoraggianti soprattutto nella prima parte dell'anno con una moderata ripresa della produzione industriale. Le misure di riduzione del cuneo fiscale disposte dal Governo con la legge di stabilità hanno portato a un aumento del reddito disponibile per le famiglie, generando, così, una lieve ripresa dei consumi nella seconda parte dell'anno. Tuttavia, il contributo alla crescita è stato controbilanciato dalla flessione degli investimenti, frenati dall'incertezza sulle prospettive della domanda e dalle difficoltà del settore edilizio. Si mantiene debole la dinamica del tasso di occupazione, che sul finire dell'anno ha superato la soglia

del 13% con il tasso di disoccupazione giovanile prossimo al 44%. La ripresa dell'occupazione rimane fragile e le aspettative delle imprese circa l'evoluzione della domanda di lavoro nei primi mesi del 2015 continuano a essere negative, nonostante l'adozione, a partire da gennaio, degli incentivi alle assunzioni previste dalla legge di stabilità.

Nel primo semestre dell'anno, le condizioni dei mercati finanziari internazionali sono progressivamente migliorate. Al buon andamento dei corsi azionari e obbligazionari ha contribuito soprattutto la riduzione dei premi per il rischio, in un contesto di volatilità eccezionalmente contenuta. Gli interventi da parte della BCE e l'orientamento espansivo della politica monetaria hanno favorito la riduzione degli spread sui titoli di debito sovrani nei Paesi dell'area dell'euro più esposti alla crisi del debito. In particolare, la BCE, con l'obiettivo di favorire l'erogazione del credito e contrastare l'apprezzamento del cambio, ha ridotto al minimo storico (0,05%) il tasso di interesse sulle operazioni di rifinanziamento principali e ha applicato, per la prima volta, un tasso di interesse negativo sui depositi delle banche presso l'Eurosistema. Inoltre, in un contesto di bassa inflazione, tramutatasi poi in deflazione, la BCE ha varato un programma di acquisto di titoli e obbligazioni garantiti, ivi inclusi i titoli governativi. In settembre ha avuto luogo la prima operazione mirata di rifinanziamento a più lungo termine. Nel mese di gennaio 2015, la banca centrale ha annunciato un programma di acquisto titoli per un valore totale di 1,1 trilioni di euro fino alla fine di settembre 2016, ovvero 60 miliardi di euro al mese. Il presidente della BCE ha altresì confermato l'obiettivo del tasso di inflazione di poco sotto il 2%.

Nell'ultima parte dell'anno la volatilità sui mercati finanziari nell'area dell'euro è aumentata, complici il forte ribasso del prezzo del petrolio, che ha impattato negativamente le prospettive di crescita dei Paesi emergenti, e l'indizione, per la fine di gennaio 2015, delle elezioni politiche in Grecia. L'esito delle elezioni, con la vittoria del partito che ha fatto della rinegoziazione del debito greco uno dei cardini della propria campagna politica, ha accresciuto le preoccupazioni sulla coesione dell'area dell'euro. Anche in Italia, i mercati finanziari hanno registrato un miglioramento nel corso del 2014. I rendimenti dei BTP decennali hanno toccato in termini nominali il livello più basso dal 1991, anno dalla loro introduzione. L'Italia, come altri Paesi europei, ha beneficiato degli interventi della BCE a sostegno dell'economia, permettendo anche di assorbire, senza materiali impatti, il declassamento del proprio debito da parte

di Standard & Poor's (rating da BBB a BBB-), avvenuto a inizio dicembre.

Per quanto concerne i titoli del comparto utility, l'andamento ha seguito le stesse dinamiche dei principali listini europei con una iniziale fase di crescita e una decelerazione nella seconda parte dell'anno. Lo STOXX Europe 600 Utilities ha chiuso il 2014 con segno positivo (+13%), nonostante il calo registrato nell'ultimo trimestre (-3%) in scia al debole andamento del prezzo del petrolio. La buona performance del comparto utility è stata sostenuta dal miglioramento delle condizioni macroeconomiche nell'area dell'euro e dal sostegno derivante dalle accomodanti politiche monetarie. Il mercato spagnolo ha altresì beneficiato della riduzione dell'incertezza connessa alla riforma del mercato elettrico in seguito alla pubblicazione, da parte del Governo, dei nuovi parametri di retribuzione. Per quanto concerne Enel Green Power, il titolo ha registrato un andamento positivo nei primi nove mesi dell'anno (+11%), in linea con i principali mercati europei. Le incertezze politiche a livello europeo e la già

citata evoluzione dei prezzi delle commodity hanno pesato sul rendimento del titolo che ha chiuso l'anno con una variazione negativa pari a circa -5%. Tenuto conto del dividendo distribuito nel mese di maggio, il rendimento complessivo del titolo è stato pari a -3,5%.

Per ulteriori informazioni, si rimanda al sito web istituzionale (www.enelgreenpower.com), alla sezione Investor Relations (http://www.enelgreenpower.com/it-IT/media_investor), dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, *consensus* di mercato, dati principali sulla base azionaria, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre che aggiornamenti periodici sui temi di corporate governance. Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +390683058721) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +390683059104; iregp@enel.com).



Il contesto economico energetico nel 2014

Andamento economico

Il 2014 ha registrato una crescita economica disomogenea tra le maggiori aree geografiche. Tra le economie avanzate gli Stati Uniti hanno giocato il ruolo di traino economico mondiale (+2,4% nel 2014), mentre l'Europa e il Giappone hanno fronteggiato diverse difficoltà nel sostenere una ripresa economica che tarda ad affermarsi. I Paesi emergenti hanno subito un forte rallentamento rispetto a quanto mostrato negli ultimi anni.

In particolare, gli Stati Uniti hanno beneficiato di una forte ripresa dei consumi domestici sostenuti dal tasso di occupazione tornato ai livelli pre-crisi, dalla crescita dei salari e dalla ripresa del settore immobiliare (ragioni alla base dell'annuncio del termine del programma di stimolo monetario da parte della FED). La difficoltà delle economie mature si è tradotta anche nel rallentamento dell'economia nipponica che nel 2014 ha registrato una crescita intorno allo 0% del PIL sulla quale neppure lo stimolo fiscale, tradotto in un incremento di spesa pubblica, ha prodotto i risultati sperati.

Il 2014 per l'Eurozona si è chiuso con una crescita modesta (+0,8%) frenata principalmente dal rallentamento dei consumi e dalla bassa inflazione. L'Italia è l'unico dei Paesi del G7 a registrare un PIL negativo nel 2014 (-0,4%), il peggiore tra i Paesi europei maggiormente indebitati. La Spagna invece continua a mostrare importanti segnali di ripresa, con un +1,4% nel 2014. In particolare, il Paese beneficia sia della ripresa del mercato del lavoro sia del minor costo dell'energia, fattori che stanno sostenendo la ripresa dei consumi privati e il miglioramento della bilancia commerciale (incremento dell'export sostenuto anche dalla debolezza dell'euro).

La crescita delle economie emergenti è stata caratterizzata da performance inferiori rispetto allo scorso anno (4,4% vs 4,7% nel 2013). Diversi fattori hanno determinato tale situazione, quali il rallentamento delle prospettive di crescita della Cina e il calo del prezzo delle commodity. In particolare, il rallentamento cinese comporterà una minore propensione agli investimenti in beni capitali (dalle economie emergenti) e maggiore domanda di beni durevoli (dalle economie avanzate) con pericolose ripercussioni per i Paesi emergenti esportatori di materie prime (Argentina, Brasile, Cile, Co-

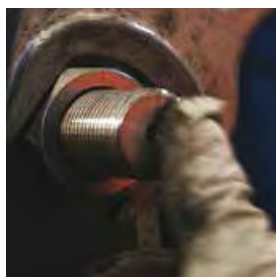
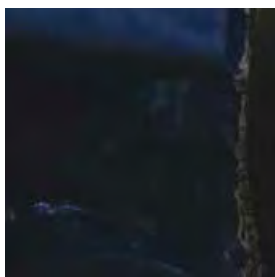
lombia, Indonesia, Perù, Russia e Sudafrica). Per questi ultimi il crollo del prezzo delle commodity nel 2014, associato al rallentamento economico globale, ha contribuito a generare un rallentamento del ciclo economico, un peggioramento del saldo di conto corrente e del deficit fiscale, una forte volatilità sul mercato dei cambi, aumento dell'inflazione e perdita di competitività soprattutto rispetto ai Paesi esportatori manifatturieri (Paesi Sud-Est asiatici per lo più). Negli ultimi anni si è assistito a un deflusso degli investimenti esteri nei mercati emergenti (Foreign Direct Investments - FDI sotto l'1% del PIL nel 2014 per la prima volta in 15 anni). I Paesi maggiormente vulnerabili si sono rivelati essere quelli con una maggiore incidenza sull'export delle commodity (come Argentina, Brasile, Colombia, Perù e Russia) e con una situazione di deficit di conto corrente (Sudafrica, Brasile, Indonesia, Perù). In America Latina, Argentina e Brasile hanno mostrato maggiori difficoltà con una performance economica nel 2014 pari rispettivamente a -0,8% e 0%. L'economia argentina è ormai da qualche anno alle prese con una crisi valutaria, un'inflazione reale superiore al 30%, una persistente contrazione dell'export, elevato deficit fiscale e irrisolta crisi del debito in valuta estera. Il Brasile continua a soffrire di elevata inflazione, crescita modesta, consistente deficit fiscale e di conto corrente che stanno mettendo a serio rischio lo status di solidità dei titoli sovrani. Cile, Colombia e Perù hanno mostrato segnali di rallentamento nel 2014 sebbene abbiano registrato tassi di crescita positivi (rispettivamente +1,7%, +5,1%, +2,6%). Il Cile ha risentito della minore domanda della Cina (principale partner commerciale), del rallentamento degli FDI nel settore minerario e di elevati livelli di inflazione (inflazione core ben al di sopra del livello target del 3%). Il crollo delle quotazioni del petrolio ha rappresentato il principale elemento negativo per la Colombia (esportazione di greggio e prodotti raffinati pesano per il 55% del totale) con conseguente peggioramento del deficit della bilancia di conto corrente (>5% del PIL). Sull'economia peruviana nel 2014 il deflusso di investimenti esteri e il calo del prezzo dei metalli (rame, oro, argento), che pesano per il 70% sul totale dell'export, hanno determinato un ribasso delle quotazioni delle commodity.

Incremento annuo PIL in termini reali

%

	2014	2013
Italia	-0,4	-1,9
Spagna	1,4	-1,2
Portogallo	0,8	-1,4
Grecia	1,0	-4,0
Romania	2,9	3,5
Brasile	-0,1	2,5
Cile	1,8	4,1
Colombia	5,1	4,7
Messico	2,2	1,4
Perù	2,5	5,8
Canada	2,4	2,0
USA	2,4	2,2

Fonte: Istituti Nazionali di Statistica ed elaborazioni Enel su dati ISTAT, INE, EUROSTAT, IMF, OECD, Global Insight.



Andamento dei principali indicatori di mercato

Mercato monetario



Le quotazioni internazionali delle commodity

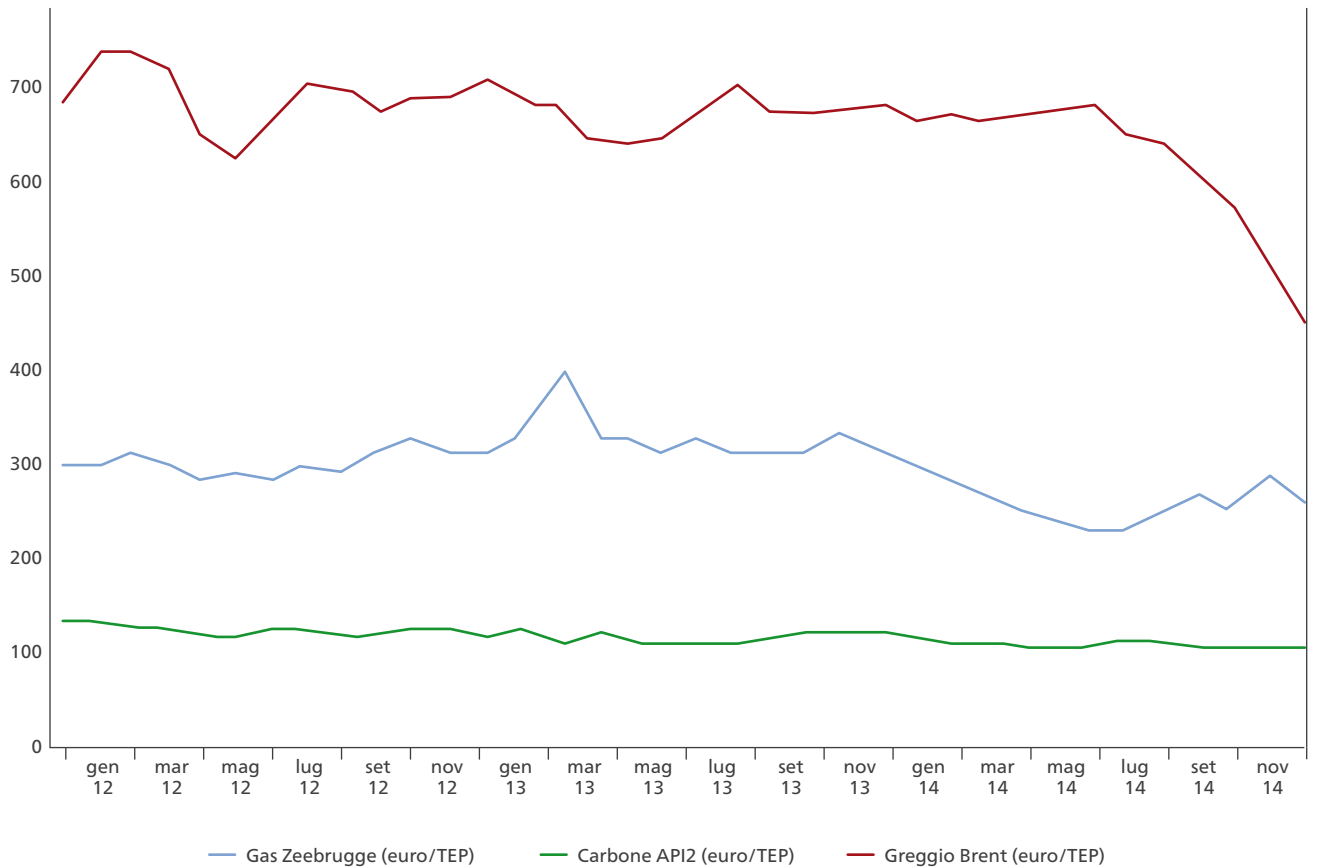
Nel 2014 il prezzo del Brent, pari a 55,8 \$/bbl a fine anno (vs 110,8 \$/bbl del 2013), ha subito una brusca caduta come non accadeva dallo shock petrolifero di fine 2008, per motivi sostanzialmente riconducibili a movimenti strutturali di domanda e offerta.

Dal lato della domanda diversi fattori tra i quali (i) il rallentamento delle performance economiche globali e (ii) gli stringenti vincoli ambientali ne hanno frenato i consumi; mentre l'offerta è stata caratterizzata dal (i) forte sviluppo della produzione non convenzionale negli Stati Uniti e Canada (tight oil) e (ii) dal forte recupero della produzione libica nel corso

dell'ultimo anno che hanno accresciuto l'offerta di 2,8 mb/d (a fronte di una crescita della domanda di 0,7 mb/d).

A ciò va aggiunta una certa riluttanza da parte dei Paesi OPEC sul finire del 2014, con in testa l'Arabia Saudita, a ridurre i loro livelli di produzione al fine di mantenere le quote di mercato. Accanto a questi elementi fondamentali, alcuni fattori finanziari, quali la fine dei programmi di espansione monetaria (quantitative easing) e il conseguente atteso rialzo dei tassi d'interesse da parte della Federal Reserve americana, hanno ulteriormente aumentato la pressione ribassista.

Quotazioni delle commodity



La violenta discesa delle quotazioni del Brent ha interessato il livello dei prezzi di gas e carbone solo nell'ultimo mese dell'anno. I prezzi del carbone si sono attestati a fine anno a 71,3 \$/ton, registrando una riduzione del 13% rispetto allo stesso periodo del 2013. La crescita della domanda energetica sta rallentando e in molti mercati maturi è divenuta negativa per effetto combinato del deteriorarsi del ciclo economico, di nuove misure di efficientamento, di stringenti politiche ambientali e della sempre crescente competizione delle energie rinnovabili, determinando un sostanziale surplus di offerta sul mercato.

Inoltre, le condizioni strutturali del mercato dei noli, anch'esso caratterizzato da un surplus di offerta, ha determinato nel solo mese di dicembre una riduzione di circa il 50% dei costi di trasporto.

Il prezzo spot del gas naturale nell'hub europeo di Zeebrugge ha subito una forte contrazione del 25% nel corso dell'anno, passando da 64,8 pence/therm (2013) a 48,4 pence/therm (2014). A pesare sulla dinamica ha contribuito la debolezza degli usi termoelettrici e degli usi residenziali. Nel termoelettrico, in particolare, oltre alla riduzione della domanda legata al rallentamento dell'economia e agli effetti climatici ha pesato la crescita delle rinnovabili.

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

TWh	2014	2013	2014-2013
Italia	309	318	-3,0%
Spagna	243	246	-1,2%
Portogallo	49	49	-0,6%
Grecia	46	47	-3,1%
Bulgaria	32	32	-0,1%
Romania ⁽¹⁾	50	50	1,3%
Brasile	472	464	1,8%
Messico	289	279	3,5%
Cile ⁽²⁾	49	48	2,6%
Colombia	64	61	4,7%
Perù	38	36	6,3%
USA ⁽³⁾	3.730	3.692	1,0%

(1) Dato 2014 stimato. Valori consuntivi disponibili fino a novembre 2014.

(2) Dato riferito al SIC - *Sistema Interconectado Central*.

(3) Al netto perdite di rete.

In Europa, i Paesi mediterranei registrano tassi di crescita negativi della domanda elettrica, soprattutto a causa del

rallentamento dei consumi industriali e dell'effetto climatico. In particolare, in Italia (-3,0%), Spagna (-1,2%), Grecia



(-3,1%) le negative performance del comparto industriale e le incertezze del quadro macroeconomico hanno avuto un impatto determinante sui livelli della domanda elettrica.

Continua la crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Cile (+2,6%), Colombia (+4,7%) e Perù (+6,3%) e incrementi meno marcati in Brasile (+1,8%).

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2014-2013	Prezzo medio peakload 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2014-2013
Italia	52,1	-17,3%	55,7	-16,2%
Spagna	42,1	-4,8%	46,4	-3,5%
Brasile	220,7	140,7%	263,6	36,3%
Cile	179	-12,4%	368,2	-5,8%
Colombia	84,9	19,1%	180,5	7,2%

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2014	2013	2014-2013
Mercato finale (residenziale): ⁽¹⁾			
Italia	15,4	15,0	2,60%
Portogallo	12,7	12,3	3,40%
Romania	9,1	8,9	1,90%
Spagna	17,7	17,7	-
Mercato finale (industriale): ⁽²⁾			
Italia	10,8	11,2	3,60%
Portogallo	10,3	10,1	1,60%
Romania	7,5	8,6	-12,60%
Spagna	11,9	11,5	2,70%

(1) Prezzo semestrale al netto delle imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.

(2) Prezzo semestrale al netto delle imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.

Fonte: Eurostat.

Andamento dei prezzi di vendita di energia elettrica in Italia

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2014				2013			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	52,4	46,5	50,5	58,8	63,8	57,4	65,5	65,1
Utente domestico tipo con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh):								
- prezzo al lordo delle imposte	19,2	19,0	19,0	19,3	19,1	18,9	19,2	19,0

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2014 un forte decremento del 17% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2013.

Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico è risultato sostanzialmente invariato nel 2014 rispetto all'anno precedente.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2014	2013	2014-2013	
Produzione netta:				
- termoelettrica	165.684	183.404	(17.720)	-9,7%
- idroelettrica	58.067	54.068	3.999	7,4%
- eolica	14.966	14.812	154	1,0%
- geotermoelettrica	5.541	5.319	222	4,2%
- fotovoltaica	23.299	21.229	2.070	9,8%
Totale produzione netta	267.557	278.832	(11.275)	-4,0%
Importazioni nette	43.703	42.138	1.565	3,7%
Energia immessa in rete	311.260	320.970	(9.710)	-3,0%
Consumi per pompaggi	(2.254)	(2.495)	241	9,7%
Energia richiesta sulla rete	309.006	318.475	(9.469)	-3,0%

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2014).

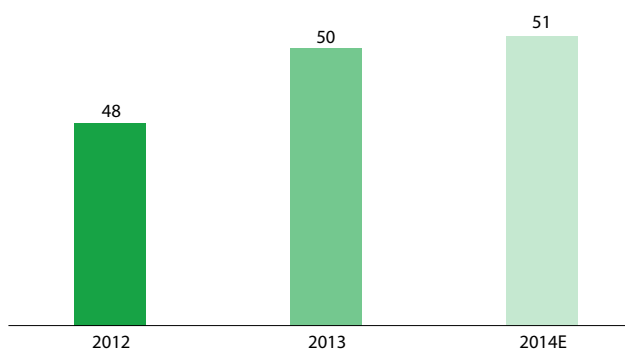
L'energia richiesta in Italia nel 2014 registra un decremento del 3,0% rispetto al valore registrato nel 2013, attestandosi a 309.006 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'85,9% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,8% nel 2013) e per il restante 14,1% dalle importazioni nette (13,2% nel 2013).

Le importazioni nette nel 2014 registrano un incremento di 1.565 milioni di kWh, per effetto essenzialmente dei minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali.

La produzione netta nel 2014 registra un decremento del 4,0% (11.275 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 267.557 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un minor fabbisogno di energia elettrica, l'incremento della produzione da fonte idroelettrica per 3.999 milioni di kWh, principalmente dovuto alle più favorevoli condizioni di idraulicità, e l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (fotovoltaica per 2.070 milioni di kWh, geotermoelettrica per 222 milioni di kWh ed eolica per 154 milioni di kWh) a seguito della

maggior capacità installata nel Paese, hanno comportato un significativo decremento della generazione da fonte termoelettrica per 17.720 milioni di kWh.

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 51 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.



Fonte: GSE e Terna. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2014.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolatorio di supporto alle energie rinnovabili in Italia è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi remunerativi.

Con riferimento alla tecnologia eolica, idroelettrica, geotermica e biomasse, il sistema di incentivazione prevede:

> per gli impianti entrati in esercizio entro il 2012, ai sensi

di quanto previsto dal decreto legislativo 28/2011, l'applicazione del meccanismo dei certificati verdi (CV), titoli negoziabili emessi dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato come alimentato da fonte rinnovabile, valido fino all'anno 2015. Per gli impianti in possesso del titolo autorizzativo e che sono entrati in esercizio entro il 30 aprile 2013 (30 giugno 2013 per gli impianti alimentati da rifiuti biodegradabili) è comunque prevista la possibilità di accedere ai CV con una riduzione del 3% al mese a partire da gennaio 2013;

- > per gli impianti che sono entrati in produzione dopo il 1° gennaio 2013, ai sensi di quanto previsto dal decreto ministeriale "FER elettriche" (6 luglio 2012), l'applicazione di un meccanismo basato su aste competitive al ribasso o tariffe feed-in, in funzione della capacità installata e della tecnologia.

I meccanismi di incentivazione sopra riportati termineranno al raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 5,8 miliardi di euro. Al 31 dicembre 2014 il costo indicativo cumulato annuo è di 5,4 miliardi di euro.

Con riferimento alla tecnologia solare, il sistema di incentivazione prevede:

- > per gli impianti entrati in esercizio precedentemente al 27 agosto 2012, trovano applicazione, in funzione della data di entrata in produzione dei singoli impianti, i Conti Energia I (19 settembre 2005 - 12 aprile 2007), II (13 aprile 2007 - 31 dicembre 2010)⁽¹⁰⁾, III (1° gennaio 2011 - 31 maggio 2011), e IV (1° giugno 2011 - 26 agosto 2012), basati su un sistema feed-in premium (tariffa incentivante cumulativa rispetto al prezzo zonale orario);
- > per gli impianti entrati in produzione dopo il 27 agosto 2012, trova applicazione il decreto ministeriale "V Conto Energia" (5 luglio 2012), il quale prevede, tra l'altro, il passaggio da un sistema feed-in premium a uno feed-in tariff (tariffa onnicomprensiva) cui può aggiungersi una tariffa premio per l'autoconsumo.

Il meccanismo di incentivazione V Conto Energia è terminato il 6 luglio 2013, al raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro.

DL "Taglia bollette"

In data 21 agosto 2014 è entrato in vigore il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, c.d. "Taglia bollette", pubblicato

sulla Gazzetta Ufficiale il 20 agosto 2014 e convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116. Tra le disposizioni rileva quella attinente alla 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 Ministero dello Sviluppo Economico 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'operatore ha potuto esercitare la sua scelta entro il 30 novembre 2014 inviando comunicazione al GSE; nel caso di mancata comunicazione avrebbe trovato applicazione l'opzione della riduzione secca (lettera c).

L'opzione prescelta da Enel Green Power SpA è stata la b), in quanto quella di minore impatto sulla redditività del parco impianti, anche tenendo conto del fatto che l'impatto stesso per Enel Green Power non è rilevante in considerazione della limitata capacità solare installata in Italia.

Si evidenzia, peraltro, che la Società, tramite l'associazione AssoRinnovabili, ha proposto ricorso davanti al TAR del Lazio al fine di ottenere l'annullamento del suddetto decreto contestando la retroattività delle misure previste all'interno dello stesso.

Inoltre, il decreto dispone un'ulteriore opzione di riduzione degli incentivi, la cui efficacia è subordinata al parere positivo del Ministero dell'Economia e delle Finanze, consistente nella previsione di aste per l'assegnazione di risoluzioni anticipate di una parte degli incentivi futuri, al massimo l'80%. Il plafond di risorse necessarie per l'attuazione delle risoluzioni anticipate, almeno 30 miliardi di euro, verrà messo a disposizione da un "primario soggetto finanziario" selezionato dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI). L'asta sarà aggiudicata dagli operatori che offriranno tassi di attualizzazione più alti.

Tra le altre misure del testo di legge si evidenziano:

- > la qualificazione come risorse essenziali per la sicurezza

(10) La legge 13 agosto 2010, n. 129 (c.d. "Salva Alcoa") ha di fatto prolungato al 30 giugno 2011 il periodo di applicazione del II Conto Energia per gli impianti installati entro il 31 dicembre 2010.

del sistema elettrico delle unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il continente; nonché, in attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti, alla rimozione delle macrozone Sicilia e Sardegna;

- > l'introduzione dei criteri sulla base dei quali il Ministero dello Sviluppo Economico può aggiornare le quote percentuali degli importi dovuti sull'energia consumata dalla rete per SEU (Sistemi Efficienti di Utente) e RIU (Reti Interne di Utente);
- > la revisione della disciplina dello scambio sul posto, con elevazione della soglia di applicazione a 500 kW per gli impianti a fonti rinnovabili che entrano in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2015;
- > l'introduzione della nomina di commissari *ad acta* per l'esecuzione degli accordi approvati dal Comitato interministeriale in merito agli ex zuccherifici, nel caso in cui i relativi procedimenti autorizzativi non risultino ultimati e siano decorsi infruttuosamente i termini di legge per la conclusione di tali procedimenti.

Sbilanciamenti

La delibera 281/2012/R/efr dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) aveva introdotto una profonda revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

Nello specifico aveva esteso, a partire dal 1° gennaio 2013, anche agli impianti esistenti l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento previsti per le unità non abilitate alle fonti rinnovabili non programmabili, al netto di una franchigia pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto di immissione nei primi sei mesi e al 10% a partire dal 1° luglio 2013. La stessa deliberazione aveva inoltre abolito il premio alla corretta programmazione.

Tale delibera è stata oggetto di impugnativa davanti al giudice amministrativo, sia in primo sia in secondo grado, e il giudizio è culminato nella pronuncia di annullamento della deliberazione.

A valle della pronuncia del Consiglio di Stato, a ottobre 2014, l'AEEGSI ha pubblicato la delibera 522/2014/R/eel con cui ha introdotto una nuova disciplina in vigore dal 1° gennaio 2015 che prevede "bande" differenziate per fonte che sostituiscono il concetto di franchigia, entro le quali l'o-

peratore paga una piccola parte di tutto lo sbilanciamento causato sul mercato. In alternativa, al fine di aumentare la flessibilità, gli utenti del dispacciamento possono scegliere l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza banda, ossia adottando la modalità in essere per gli impianti programmabili non abilitati.

La delibera ha definito che, relativamente al periodo compreso tra il 1° gennaio 2013 (data di entrata in vigore della delibera 281/2012/R/efr) e il 31 dicembre 2014, Terna SpA dovrà applicare i corrispettivi di sbilanciamento, come inizialmente definiti dalla deliberazione 111/2006.

La delibera 522/2014/R/eel è stata impugnata da numerosi operatori, compresa Enel Green Power SpA che ha contestato l'applicazione della deliberazione 111/2006 negli anni 2013 e 2014 richiedendo l'applicazione delle diverse delibere che di volta in volta si sono succedute nel tempo a cui l'operatore si è doverosamente adattato. Si è in attesa dell'udienza di merito.

Decreto legge "Destinazione Italia" e decreto ministeriale "Spalma-incentivi volontario"

Il 22 febbraio 2014 è entrata in vigore la legge n. 9 del 21 febbraio 2014 che ha convertito, con modificazioni, il decreto legge n. 145 del 23 dicembre 2013 (c.d. decreto legge "Destinazione Italia").

Tra le disposizioni, meritano rilievo:

- > la parificazione dei prezzi minimi garantiti (PMG) al prezzo zonale, a eccezione dell'energia immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW;
- > la revisione delle competenze Stato-Regioni in materia geotermica, assegnando allo Stato il ruolo di guida e coordinamento per lo sviluppo del settore;
- > la previsione del c.d. "Spalma-incentivi volontario", secondo il quale si configura la possibilità di estendere la vita utile incentivante degli impianti a fonte rinnovabile (esclusa la fonte fotovoltaica) a fronte di una riduzione delle tariffe percepite. In particolare, gli impianti che beneficiano di certificati verdi, tariffe onnicomprensive ovvero tariffe premio e il cui periodo di incentivazione termina dopo il 31 dicembre 2014, possono alternativamente:
 - a) continuare a godere degli incentivi spettanti per il periodo residuo (per 10 anni decorrenti dal termine del periodo di diritto agli incentivi, interventi di qualun-

que tipo realizzati sullo stesso sito non godranno di ulteriori strumenti incentivanti, incluso il Ritiro Dedicato e lo Scambio Sul Posto);

- b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto da applicarsi per un periodo rinnovato di incentivazione, pari al periodo residuo dell'incentivazione incrementato di sette anni. La disposizione non si applica a tutti gli impianti CIP 6 e ai nuovi impianti incentivati ai sensi del decreto ministeriale del 6 luglio 2012, fatta eccezione per quelli che godono del regime transitorio di cui all'art. 30 decreto ministeriale FER.

In attuazione della disposizione dello "Spalma-incentivi volontario" è stato adottato il decreto ministeriale 16 ottobre 2014, oggetto di impugnativa davanti al giudice amministrativo, che ha rigettato la richiesta di sospensione dell'efficacia dello stesso e ha fissato l'udienza di merito il 19 marzo 2015.

Storage

L'AEEGSI, a seguito del documento per la consultazione 613/2013/R/eel, e in attesa del completamento da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano (di seguito, CEI) dell'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 al fine di definire i requisiti tecnici necessari per poter prestare servizi di rete, ha adottato la delibera 574/2014/R/eel "Integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" con cui ha definito, in sede di prima applicazione, le modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo di energia elettrica, nonché le misure dell'energia elettrica ulteriori eventualmente necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali in presenza di sistemi di accumulo.

Successivamente, con la delibera 642/2014/R/eel, l'AEEGSI, a seguito del completamento da parte del CEI dell'aggiornamento delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, ha definito ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo, integrando la delibera 574/2014/R/eel. In particolare, la delibera precisa che:

- > i sistemi di storage in base a quanto indicato nelle varianti del CEI 0-16 e CEI 0-21 sono trattati di fatto come impianti di produzione. L'unica eccezione è il caso in cui entrino in funzione solo in condizioni di emergenza e cioè in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica;
- > i progetti pilota (richiesta di connessione effettuata prima del 21 novembre 2014) non devono rispettare i requisiti tecnici presenti nelle varianti del CEI 0-16 e CEI 0-21, mentre tutti gli altri impianti devono rispettare quanto indicato nelle varianti (pertanto i progetti Enel Green Power sono esenti dalle varianti, seppur saranno oggetto di censimento da parte dell'AEEGSI).

Robin Hood Tax

Con sentenza n. 10/2015 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale della c.d. "Robin Hood Tax", in quanto:

- a) è un'imposta che si applica all'intero reddito di impresa, piuttosto che ai soli "sovra-profitto";
- b) è un'imposta strutturale, stante l'assenza di una delimitazione del suo ambito temporale di applicazione o di meccanismi atti a verificare il perdurare delle condizioni che ne hanno determinato l'introduzione;
- c) è un'imposta che non garantisce le finalità di tutela dei consumatori, in considerazione del fatto che il divieto di traslazione degli oneri sui prezzi al consumo risulta difficilmente assoggettabile a controlli efficaci.

La Corte ha, inoltre, precisato che gli effetti della dichiarazione di illegittimità costituzionale decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della sentenza sulla Gazzetta Ufficiale, in ragione del fatto che la rimozione con effetto retroattivo della misura in questione avrebbe determinato una grave violazione dell'equilibrio di bilancio dello Stato.

In sintesi, per la predisposizione del presente bilancio:

- > le imposte correnti dell'esercizio 2014 sono state calcolate applicando sia l'IRES sia l'addizionale IRES (Robin Hood Tax);
- > le imposte differite sono state calcolate in base all'aliquota applicabile all'atto del previsto riversamento (esclusa la Robin Hood Tax).

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2014	2013	2014-2013	
Produzione netta	253.429	260.331	(6.902)	-2,7%
Consumi per pompaggi ⁽¹⁾	(5.330)	(5.958)	628	10,5%
Esportazioni nette	(4.704)	(8.001)	3.297	41,2%
Energia richiesta sulla rete	243.395	246.372	(2.977)	-1,2%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo dicembre 2014). I volumi del 2013 sono aggiornati al 30 novembre 2014.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel 2014 risulta in decremento (-1,2%) rispetto al 2013, attestandosi a 243.395 milioni di kWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nel 2014 risultano in incremento (41,2%) rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2013; tale riduzione è essenzialmente connessa all'effetto netto di un

decremento delle esportazioni e di un aumento delle importazioni, dovuto ai minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali.

La *produzione netta* nel 2014 è in decremento del 2,7% (6.902 milioni di kWh) per effetto sostanzialmente della minore domanda di energia elettrica richiesta nel mercato peninsulare.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

	2014	2013	2014-2013	
Produzione netta	13.290	13.441	(151)	-1,1%
Importazioni nette	1.298	1.269	29	2,3%
Energia richiesta sulla rete	14.588	14.710	(122)	-0,8%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo dicembre 2014).

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel 2014 risulta in decremento (-0,8%) rispetto al valore registrato nel 2013, attestandosi a 14.588 milioni di kWh. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,1% e dalle importazioni nette per il restante 8,9%.

Le *importazioni nette* nel 2014 si attestano a 1.298 milioni di kWh e sono interamente relative all'interscambio con la Penisola iberica.

La *produzione netta* nel 2014 è in decremento dell'1,1% (151 milioni di kWh) per effetto della minore domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare.

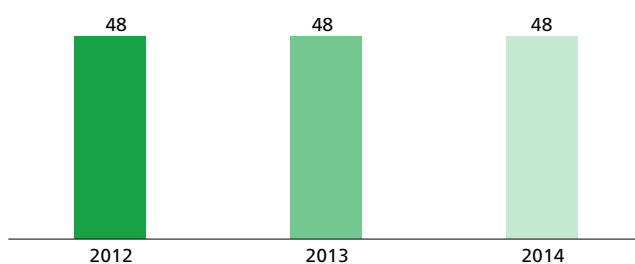
In Spagna il settore delle rinnovabili ha registrato negli ultimi anni una crescita significativa evidenziando un incremento dei consumi di energia primaria da fonti rinnovabili sul totale.

L'11 novembre 2011 il Governo spagnolo ha approvato il nuovo "*Renewable Energy Plan*" relativo al periodo 2011-2020 ("REP 2011-2020"), in cui viene stabilito il piano di sviluppo per il settore delle energie rinnovabili. Il REP 2011-2020 fissa specifiche misure da implementare per il raggiungimento dell'obiettivo posto in essere dalla Direttiva dell'Unione Europea 2009/28/EC del 20% di consumo totale di energia da fonti rinnovabili entro il 2020, termine entro il quale il Governo prevede in particolare di raggiungere i 64 GW di capacità installata, prevalentemente attraverso

lo sviluppo dell'eolico e del solare. Il documento contiene specifici target in termini di capacità e produzione per ogni tecnologia:

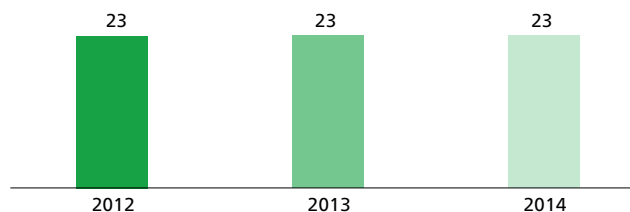
- > eolico: 35,7 GW di capacità entro il 2020;
- > idroelettrico: 13,9 GW di capacità entro il 2020;
- > geotermico: 0,05 GW di capacità entro il 2020;
- > solare (fotovoltaico e Concentrated Solar Power - CSP): 12 GW di capacità entro il 2020;
- > marino: 0,1 GW di capacità entro il 2020;
- > biomassa (biomassa solida, waste e biogas): 1,9 GW di capacità entro il 2020.

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



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



Fonte: REE.

Aspetti normativi e tariffari

Il sistema di incentivazione spagnolo per le fonti rinnovabili era basato prevalentemente su uno schema di feed-in tariff e feed-in premium. Sia il 2012 sia il 2013 sono stati caratterizzati da una politica energetica focalizzata principalmente sulla necessità di risolvere il problema del deficit tariffario. A tale fine il Regio Decreto Legge 1/2012 ha, da una parte, sospeso i procedimenti di "pre-assegnazione" e, dall'altra, soppresso gli incentivi economici per le nuove installazioni da energie rinnovabili non iscritte nel Registro.

La legge 15/2012 ha introdotto una tassa del 7% sull'energia elettrica prodotta da qualsiasi tipo di tecnologia e un canone del 22% per l'utilizzo delle acque per la produzione di energia elettrica (ridotto del 90% per le installazioni di potenza inferiore a 50 MW).

Nel corso del 2013 il Regio Decreto 2/2013 ha eliminato l'opzione di remunerazione basata su prezzo di mercato più feed-in premium lasciando solo la possibilità della feed-in tariff (prezzo energia incluso) o il prezzo di mercato, senza premium, e ha modificato il riferimento dell'indicizzazione della feed-in tariff per le rinnovabili e la cogenerazione.

Nell'ambito del processo di riforma del settore elettrico iniziato a luglio 2013 mediante l'adozione del Regio Decreto Legge 9/2013, il 6 giugno 2014 è stato approvato il Regio Decreto 413/2014 concernente la regolazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili, cogenerazione e residui. Il decreto introduce un nuovo schema di remunerazione basato sul concetto di "profittabilità ragionevole", pari all'andamento dei titoli di Stato decennali, maggiorato di 300 punti base. Per il primo periodo regolatorio, della durata di sei anni a partire da giugno 2013, il ritorno dell'investimento dovrebbe attestarsi al 7,4% reale pre-tasse. Il nuovo schema prevede una remunerazione basata sulla vendita dell'energia al prezzo di mercato, cui si aggiunge una retribuzione annuale addizionale solo nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a garantire il livello di profittabilità ragionevole fissato. L'eventuale remunerazione addizionale è determinata sulla base di costi standard operativi e di investimento di un'impresa efficiente e ben gestita e per cluster di impianti. I suddetti parametri standard sono stati definiti in data 20 giugno 2014 mediante l'approvazio-

ne dell'Ordine Ministeriale IET/1045/2014. In data 8 luglio 2014 Enel Green Power ha presentato ricorso amministrativo contro il Regio Decreto 413/2014 e l'Ordine Ministeriale IET/1045/2014. Relativamente al ricorso contro il Regio Decreto, la domanda è stata presentata e si è in attesa delle fasi seguenti del processo. Relativamente al ricorso contro l'Ordine Ministeriale, sono state richieste informazioni addizionali al Tribunale Supremo e una volta che tali informazioni

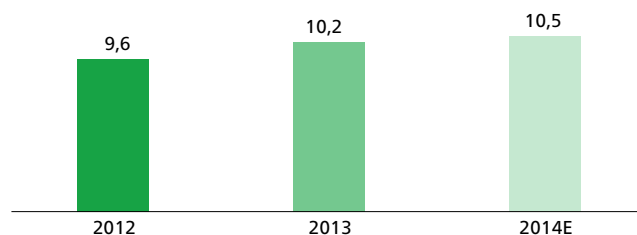
saranno presentate, decorrà il termine di 20 giorni lavorativi entro il quale Enel Green Power dovrà presentare le proprie domande.

Il 5 agosto 2014 è stato pubblicato l'Ordine Ministeriale IET/1459/2014 con il quale sono stati definiti i parametri per la remunerazione e il meccanismo di assegnazione del regime di remunerazione specifico per i nuovi impianti eolici e fotovoltaici nei sistemi elettrici extrapeninsulari.

Portogallo

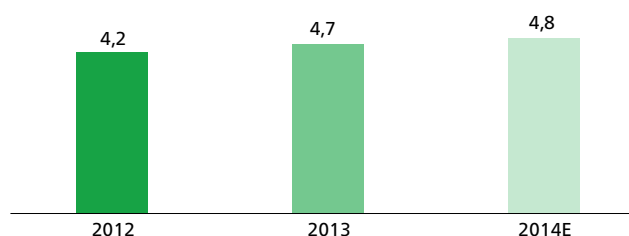
Il Portogallo ha adottato una strategia incentrata sullo sviluppo delle energie rinnovabili, supportando il settore attraverso misure finanziarie e fiscali. Secondo il "Plano Nacional de Acção para as energias renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE", è previsto il raggiungimento di circa 19 GW di capacità installata al 2020, con i settori idroelettrico ed eolico che offrono i maggiori contributi alla crescita.

Nel 2014 il Portogallo presenta una capacità installata totale pari a circa 10 GW, con una crescita stimata di circa il 3% rispetto al 2013.



Fonte: REN, Enerdata. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2014.
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 46% sul totale.



Fonte: REN, Enerdata. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2014.

Aspetti normativi e tariffari

A oggi, i regimi tariffari che si applicano agli impianti eolici risultano essere principalmente due ed entrambi prevedono l'utilizzo del meccanismo di feed-in tariff.

In particolare:

> Regio Decreto 339-C/2001. Il meccanismo incentivante è rappresentato da feed-in tariff soggetta ad aggiornamenti su base mensile e differenziata a seconda del load factor dell'impianto (in particolare, maggiore il load factor, minore l'incentivo). Si evidenzia inoltre come il 28 febbraio 2013 sia stato pubblicato un decreto che pre-

vede la possibilità di estendere per 5-7 anni la durata degli incentivi (dopo la loro naturale scadenza) a fronte del pagamento di 5.000 o 5.800 euro/MW per gli anni fra il 2013 e il 2020 incluso;

> Regio Decreto 33A/2005. Tale decreto prevede anch'esso un meccanismo incentivante basato su feed-in tariff con aggiornamenti su base mensile. In particolare, gli impianti sono tenuti a partecipare a un'asta al ribasso al fine di poter usufruire degli incentivi.

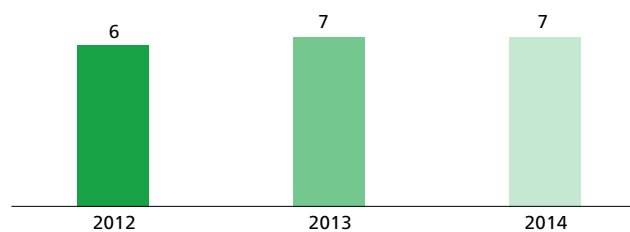
In data 24 giugno 2014, al fine di aumentare la capacità degli impianti eolici esistenti, che possiedono condizioni tecniche e risorsa eolica adeguate, è stato pubblicato il decreto

legge 94/2014 che regola le condizioni di immissione in rete di una quantità di energia superiore alla potenza di connessione e la relativa remunerazione.

Grecia

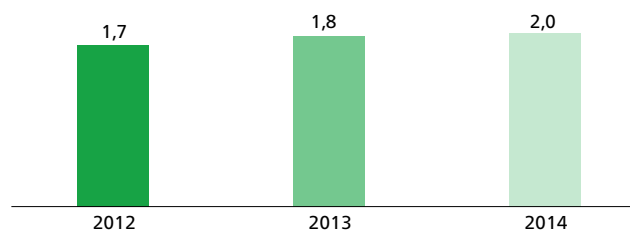
La Grecia, in ottemperanza agli obiettivi concordati con il recepimento della normativa comunitaria, ha posto l'accento sullo sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Attraverso la legge 3851/2010 "Accelerating the development of Renewable Energy Sources to deal with climate change and other regulations addressing issues under the authority of the Ministry of Environment, Energy and Climate Change", la Grecia punta infatti a 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 tariff, 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/CE, 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 GW, in aumento dell'8% rispetto al 2013.



Fonte: LAGIE, Enerdata.
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 2,0 GW, un incremento pari a circa l'11% rispetto al 2013.



Fonte: LAGIE, Enerdata.

Aspetti normativi e tariffari

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della feed-in tariff differenziato per fonte. Gli incentivi sono assegnati tramite un contratto di lungo termine della durata di 20 anni per tutte le fonti, a eccezione degli impianti fotovoltaici su tetto con potenza inferiore a 10 kW per i quali la durata è di 25 anni. La legge 4092/2012, parzialmente modificata a maggio 2013 dalla legge 4153/2013, ha introdotto una tassa temporanea (luglio 2012 - giugno 2014) sui ricavi degli impianti esistenti di produzione da fonte rinnovabile (pari al 10% per tutte le tecnologie rinnovabili e al 37-42% o 34-40% per il fotovoltaico in base alla Commercial Operation Date - COD degli impianti).

Il 30 marzo 2014 il Parlamento greco ha approvato la legge n. 4254 – c.d. "New Deal" – con l'obiettivo di razionalizzare il conto specifico relativo alle fonti rinnovabili. Le principali modifiche introdotte in vigore dal 1° aprile 2014 sono:

- > parziale riduzione dei ricavi registrati nel 2013 mediante emissione di una nota di credito (10% sui ricavi da produzione eolica e mini-idro e 35-37,5% sui ricavi da produzione fotovoltaica);
- > riduzione, dal 1° aprile 2014, delle feed-in tariff (FIT) vigenti per gli impianti esistenti di circa il 6% per gli impianti eolici e mini-idro e di circa il 45% per gli impianti fotovoltaici, con conseguente eliminazione della prece-

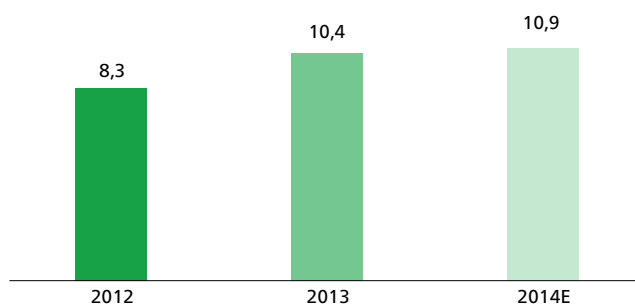
- dente Turnover Tax (in vigore fino a fine giugno 2014);
- > riduzione delle FIT per i nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° aprile 2014;
- > eliminazione del meccanismo di aggiustamento delle FIT rispetto all'indice dei prezzi al consumo (precedentemente fissato al 25%);

- > estensione della validità dei PPA per sette anni a determinate condizioni (per es., tariffa fissa o quantità fissa di energia).

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/CE, 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%.

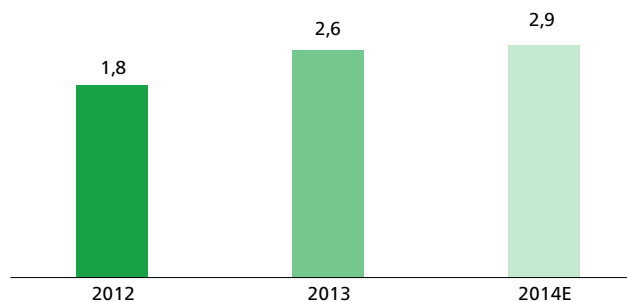
Si stima che la Romania abbia registrato una crescita di circa il 4% della propria capacità installata da fonti rinnovabili durante il 2014 attestandosi a 11 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.



Fonte: Enerdata, GWEC, EPIA e Tranelectrica. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2014.

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. 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.



Fonte: Enerdata, GWEC e Tranelectrica. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2014.

Aspetti normativi e tariffari

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei certificati verdi (CV), a eccezione degli impianti idroelettrici con potenza superiore a 10 MW, i quali non accedono a nessuno schema incentivante. I venditori hanno l'obbligo di acquistare ogni anno una determinata quota di fonte rinnovabile tramite l'acquisto di CV – sulla base di obiettivi annuali stabiliti dalla legge – come quote di produzione lorda da rinnovabile. L'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria rical-

colata al fine di equilibrare la domanda e l'offerta. Il valore dei certificati varia sulla base di coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. In particolare, 2 CV per ogni MWh di produzione da biomassa, geotermica ed eolica fino al 2017 (dopo il 2017 1 CV), 6 CV per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica per impianti di nuova costruzione. Il prezzo dei CV è definito per legge in un intervallo tra un valore minimo e un valore massimo (cap & floor). In caso di inadempimento, i venditori

sono soggetti a una penale. L'ordinanza di modifica temporanea del meccanismo dei certificati verdi CV EGO 57/2013, emessa a giugno e approvata definitivamente a dicembre 2013, ha stabilito la sospensione per un periodo limitato (dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017) della commercializzazione di parte dei certificati dovuti ai produttori rinnovabili (1 CV/MWh per l'eolico e mini-idro e 2 CV/MWh per il fotovoltaico). I CV trattenuti potranno essere commercializzati gradualmente a partire dal 1° aprile 2017 (per il fotovoltaico e per il mini-idro) o dal 1° gennaio 2018 (per gli impianti eolici) fino a dicembre 2020.

Il 16 dicembre 2013 è stata inoltre pubblicata la delibera 994/2013 che ha ridotto il numero di CV per i nuovi impianti a partire dal 1° gennaio 2014. In particolare, 1,5 CV per ogni MWh di produzione eolica fino al 2017 (dopo il 2017 0,75 CV), 3 CV per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 2,3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica.

Il 19 marzo 2014 il Governo rumeno ha ridotto all'11,1%, rispetto al precedente 15%, la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili che sarà incentivata nel corso del 2014.

In data 11 giugno 2014 il Governo ha approvato una decisione, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale il 4 luglio 2014, che introduce un meccanismo di esenzione dall'obbligo d'acquisto dei certificati verdi per una serie di grandi consumatori di energia elettrica. La disposizione è stata approvata dalla Commissione Europea il 15 ottobre 2014. Il regime di sostegno, della durata di 10 anni, è applicabile dal 1° dicembre 2014 e consentirà di ridurre l'obbligo in misura variabile rispetto al livello di consumo e alla spesa per energia di ciascuna impresa, fino a un valore massimo dell'85%.

Il 12 dicembre il Governo ha approvato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2015, pari all'11,9% (rispetto al precedente 16%).

La metodologia feed-in tariff per piccoli impianti è stata pubblicata il 14 luglio 2014.

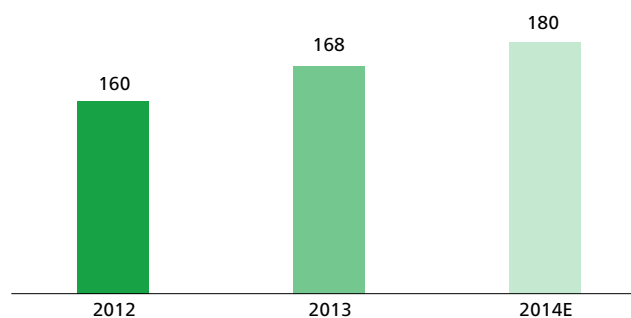
Il regolatore ANRE ha annunciato che, a partire dall'11 novembre 2014, il mercato del giorno prima (day ahead market) per la Slovacchia, la Repubblica Ceca, l'Ungheria e la Romania funzionerà come market coupling.

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 Standard – normative in base alle quali viene richiesto che una data percentuale di elettricità venga prodotta da fonti rinnovabili – è, a oggi, diffuso in 29 Stati più il District of Columbia.

Secondo il *World Energy Outlook 2014*, la capacità installata da fonti rinnovabili subirà un forte incremento, attestandosi sui 270 GW nel 2020⁽¹¹⁾. I maggiori contributi alla crescita sono ascrivibili principalmente ai mercati del solare fotovoltaico e dell'eolico.

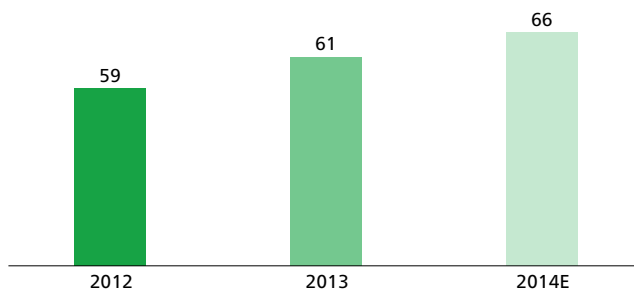
Gli Stati Uniti, al 2014, presentano una capacità installata totale stimata pari a 180 GW, in aumento di circa il 7% rispetto all'anno precedente.



Fonte: EIA (Hydro), IEA (Biomass), AWEA (Wind), Seia, Enerdata (Solar), BNEF (Geo).
Elaborazioni su dati IEA, BNEF, AWEA e FERC per l'anno 2014.
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.

(11) Include pompaggi puri.



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

La crescita del settore eolico è accompagnata da un parallelo sviluppo a livello geografico. Secondo l'*American Wind Energy Association* (AWEA), gli Stati che dispongono di capacità installata eolica risultano essere 39 nel 2014. Tra questi, i più attivi nel 2014 sono gli Stati del Texas, dell'Oklahoma, dell'Iowa, di Washington e del Colorado, con oltre 2,8 GW installati nell'ultimo trimestre.

Aspetti normativi e tariffari

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

> a livello federale esistono diverse forme di supporto, quali: incentivi fiscali alla produzione e all'investimento (Production Tax Credit - PTC e Investment Tax Credit - ITC), ammortamento accelerato e sovvenzioni federali. Il PTC, l'incentivo fiscale alla produzione di energia tramite fonti rinnovabili, scaduto alla fine del 2013, è stato rinnovato con il *Tax Increase Prevention Act* del 20 dicembre 2014. Grazie a questa estensione, hanno potuto qualificarsi per i PTC i progetti eligibili con data di "avvio costruzione" entro il 31 dicembre 2014. Ulteriori linee guida da parte dell'Internal Revenue Service (IRS), per la definizione del concetto di "continuous efforts" richiesto per la qualificazione, sono attese nel primo o nel secondo trimestre 2015. L'ITC, l'incentivo fiscale agli investimenti in energie rinnovabili, rimane invece applicabile agli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2016;

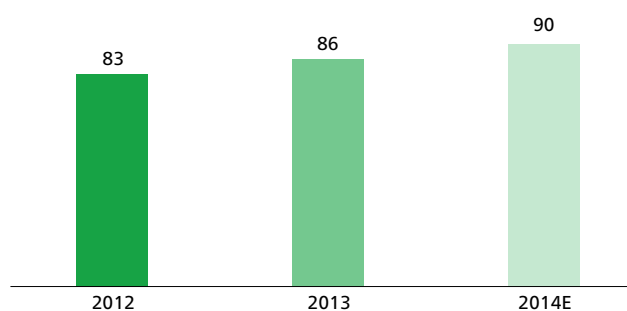
> a livello statale vige un sistema di Renewable Portfolio Standard (RPS), ovvero un sistema di quote obbligatorie in capo alle utility con target differenziati per ciascuno Stato. La maggior parte degli Stati ha adottato sistemi di certificazione scambiabili sul mercato, ma attualmente non è ancora attiva una piattaforma a livello federale.

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 per il raggiungimento del quale viene lasciata ampia flessibilità in merito a politiche e strategie. Dopo la fase di consultazione, la proposta è attualmente in fase di revisione e l'EPA prevede l'approvazione definitiva entro il terzo trimestre 2015. In tal caso gli Stati avranno tempo fino a giugno 2016 per presentare all'EPA il proprio piano di raggiungimento del target.

Canada

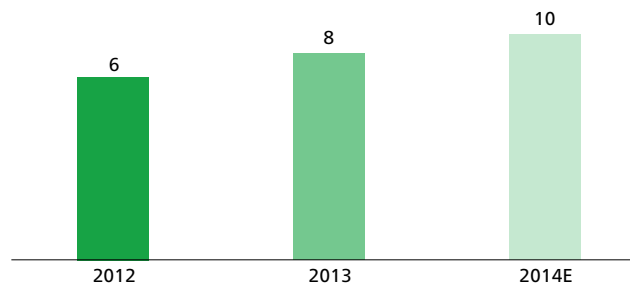
Il Canada è tra i principali Paesi al mondo in termini di capacità installata da fonti rinnovabili, grazie al contributo prevalente della tecnologia idroelettrica. Lo sviluppo delle rinnovabili è accompagnato principalmente da una serie di obiettivi volontari o vincolanti adottati da alcune province (Manitoba, New Brunswick, Ontario, Québec e Nova Scotia). Tra queste, le provincia del Québec (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 3,5 GW, attestandosi a circa 90 GW, di cui l'85% derivante da fonte idroelettrica.



Fonte: Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati Enerdata e BNEF per l'anno 2014.
Nota: esclusi pompaggi puri.

La tecnologia che ha registrato la crescita maggiore durante il 2014 è stata quella eolica, la cui capacità installata si stima abbia raggiunto circa 10 GW. Le province con maggior capacità eolica addizionale installata nel corso del 2014 risultano essere il Québec, l'Ontario e l'Alberta.



Fonte: Enerdata, GWEC. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2014.

Aspetti normativi e tariffari

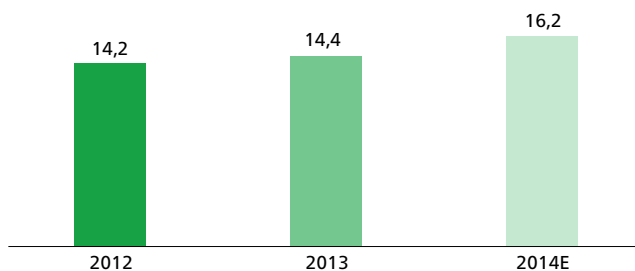
A livello federale non esistono al momento incentivi per le energie rinnovabili. Tuttavia, a settembre 2012 sono state pubblicate nuove regolamentazioni federali al fine di ridurre le emissioni di gas a effetto serra. In particolare, tali regolamentazioni prevedono l'applicazione di performance standard per i nuovi impianti a carbone ed entreranno in vigore a partire da luglio 2015. Ciò detto, va ricordato altresì

come a livello nazionale viga già un obiettivo di riduzione, entro il 2020, dell'emissione di gas a effetto serra del 17% al di sotto del livello registrato nel 2005. In termini di produzione di energia da fonte rinnovabile, si evidenzia invece come alcune province abbiano fissato obiettivi vincolanti o volontari e ognuna supporti lo sviluppo energetico in maniera differente.

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 ha pubblicato la Strategia nazionale sul cambiamento climatico che stabilisce l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra del 30% entro il 2020 e del 50% entro il 2050 rispetto ai valori del 2000, attraverso l'inserimento delle energie rinnovabili nella matrice energetica, misure di efficienza energetica e il passaggio alle "smart city".

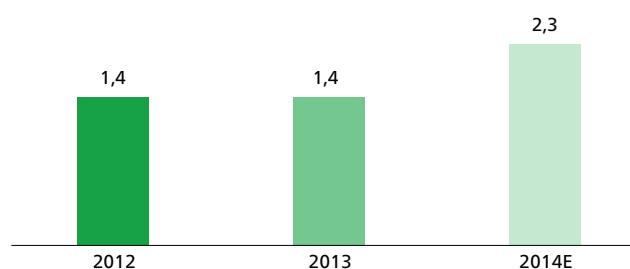
Si stima che la capacità installata rinnovabile abbia registrato nel 2014 un incremento pari a circa il 13% rispetto al 2013, attestandosi a circa 16 GW.



Fonte: CRE, SENER, CFE. Elaborazioni su dati CRE, SENER, CFE e BNEF per l'anno 2014.

Nota: esclusi pompaggi puri.

La tecnologia eolica è quella che ha contribuito maggiormente alla crescita complessiva della capacità installata rinnovabile nell'ultimo anno. Al 2014, come evidenziato nel grafico sottostante, si stima che la base installata eolica si attesti a circa 2,3 GW.



Fonte: CRE, SENER, CFE. Elaborazioni su dati BNEF per l'anno 2014.

Aspetti normativi e tariffari

Il 2014 ha visto la progressiva approvazione e pubblicazione delle leggi e dei regolamenti facenti seguito alla importante riforma energetica pubblicata il 20 dicembre 2013 e volta alla ristrutturazione del settore energetico e petrolifero.

Nel mese di agosto è stata pubblicata la normativa secondaria della riforma energetica. In particolare, e con specifico riferimento al settore elettrico, sono state pubblicate:

1. la "Ley de la Industria Eléctrica", che prevede l'introduzione di un mercato competitivo per la generazione e la creazione di un operatore indipendente per la gestione del mercato, l'introduzione di un meccanismo di certificati di energia "limpia" e la definizione delle regole per il periodo di transizione precedente l'avvio ufficiale del mercato all'ingrosso dell'energia;
2. la "Ley de Energía Geotérmica", che definisce uno specifico framework regolatorio per le attività di esplorazione e produzione di energia da fonti geotermiche, e il meccanismo di individuazione delle aree per le concessioni e delle procedure per la loro successiva assegnazione;
3. la "Ley de la Comisión Federal de Electricidad", che riorganizza ruolo e struttura dell'ex monopolista pubblico dell'energia elettrica (CFE).

In data 31 ottobre sono stati inoltre pubblicati i relativi regolamenti che includono anche le linee guida per un meccanismo di certificati di energia (*Certificados de Energías Limpias*) finalizzato al raggiungimento dell'obiettivo del 35% di generazione elettrica da fonti non inquinanti al 2024. L'obbligo sarà in vigore a partire dal 2018 e il corrispondente target sarà definito entro marzo 2015.

In vista dell'avvio del mercato all'ingrosso, la cui data è prevista per il 1° gennaio 2016, è stato inoltre ufficialmente cre-

ato l'operatore indipendente del mercato (CENACE - *Centro Nacional de Control de la Energía*).

Con riferimento alla remunerazione della generazione da fonti rinnovabili, l'assetto regolatorio precedente alla riforma faceva riferimento alla legge per la promozione delle fonti rinnovabili (LAERFTE), pubblicata nel 2008. Nello specifico gli investitori privati partecipavano, con riferimento alla loro attività, come IPP (Independent Power Producer - vendendo tutta la loro capacità alla Comisión Federal de Electricidad attraverso meccanismi di asta), self supplier (in caso di autoconsumo) e produttori di piccola scala (con capacità installata minore di 30 MW che vendevano la loro capacità tramite tariffe regolate dalla Comisión Federal de Electricidad).

In linea con quanto previsto dal nuovo assetto regolatorio:

- > gli impianti operativi alla data di avvio del mercato e quelli in possesso di un contratto di interconnessione potranno mantenere gli schemi di remunerazione di cui beneficiavano prima della riforma;
- > i nuovi impianti e tutti quelli non ancora in possesso di un contratto di interconnessione potranno accedere ai diversi schemi di vendita introdotti dalla riforma (aste per la fornitura dei clienti regolati, contratti bilaterali con clienti liberi e vendita spot nel mercato all'ingrosso) che sono attualmente in fase di completa definizione.

Con particolare riferimento allo sviluppo di impianti da fonte geotermica, nei primi mesi del 2015 la CFE identificherà i siti che intende sviluppare autonomamente e quelli che saranno successivamente assegnati a investitori privati tramite aste dedicate (*Ronda Zero*).

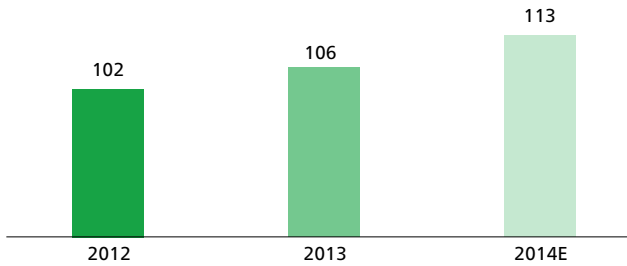
Brasile

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

Come riporta il *World Energy Outlook 2014*, la capacità installata da fonti rinnovabili in Brasile sarà caratterizzata da un marcato incremento, attestandosi a 137 GW nel 2020⁽¹²⁾. In particolare, i maggiori contributi alla crescita proverranno dai settori idroelettrico (storicamente il più sviluppato) ed eolico (il quale si stima possa crescere esponenzialmente nei prossimi anni).

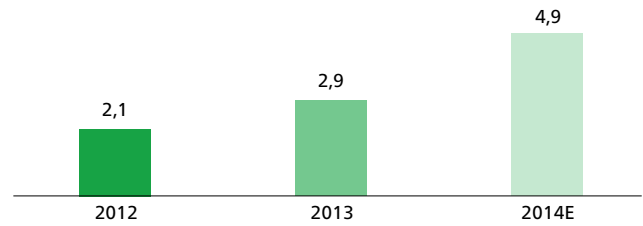
(12) Inclusi i pompaggi puri.

La capacità installata, nel 2014, è stimata essere pari a 113 GW, in crescita del 7% 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 5 GW, in significativa crescita rispetto all'anno precedente (+70%). Contestualmente si assiste a una crescita del contributo della tecnologia eolica sul totale (dal 2,7% nel 2013 al 4,3% nel 2014).



Fonte: ANEEL, EPE.

Aspetti normativi e tariffari

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili in Brasile nasce nel 2002 con un sistema feed-in (PROINFA) per poi armonizzarsi al sistema di vendita dell'energia convenzionale, attraverso meccanismi di asta competitiva. Le aste si distinguono in impianti nuovi e impianti esistenti e possono essere definite in:

- > *Leilão Fontes Alternativas*, riservate alle tecnologie rinnovabili eolica, biomassa e idroelettrica fino a 50 MW;
- > *Leilão Energia de Reserva*, alla quale possono accedere i progetti che entreranno in esercizio entro tre anni dalla data di celebrazione dell'asta. Queste tipologie di aste sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di determinate tecnologie (come il rinnovabile);
- > *Leilão de Energia Nova* alla quale possono accedere tutti i progetti con data prevista di esercizio superiore a tre anni dall'asta. Tali aste si differenziano A-3 e A-5 in funzione dell'obbligo del produttore a fornire l'energia assegnata dopo tre o cinque anni.

Il meccanismo tipico di svolgimento dell'asta prevede due fasi: *descending clock*, in cui l'organizzatore dell'asta fissa il prezzo di apertura e i produttori presentano offerte al ribasso; *pay as bid*, in cui i produttori rimasti riducono ulter-

riormente il prezzo fino al punto in cui l'offerta di energia copre tutta la domanda messa in asta. Ai vincitori dell'asta sono assegnati contratti di lungo termine di durata variabile: 15 anni per gli impianti termoelettrici alimentati a biomassa, 20 anni per gli impianti eolici e 30 anni per impianti idroelettrici.

Nel corso del 2014 si sono tenute quattro aste che hanno complessivamente visto la firma di contratti per oltre 8 GW (di cui oltre il 90% rappresentati da nuova capacità). In particolare, il 31 ottobre si è celebrata la prima asta di Riserva a livello federale, con un blocco di capacità specifico per gli impianti solari che ha visto l'assegnazione di circa 890 MW. Il 17 dicembre il Ministero dell'Energia ha pubblicato il nuovo piano di espansione del settore (*PDE2023 - Plano Decenal de Expansão de Energia*) che include importanti percentuali di crescita previste per la capacità rinnovabile. Sulla base del piano presentato, il Governo stima che la capacità eolica crescerà mediamente di 2 GW all'anno fino al 2023, mentre la capacità solare e biomassa rappresenteranno, sempre al 2023, una quota di circa il 13% sul totale installato del Paese. Il 25 novembre 2014, con delibera 1832 il regolatore ANEEL ha modificato la banda di oscillazione del prezzo di Borsa (PLD) fissando il nuovo limite inferiore (~12 euro/MWh) e superiore (~151 euro/MWh).

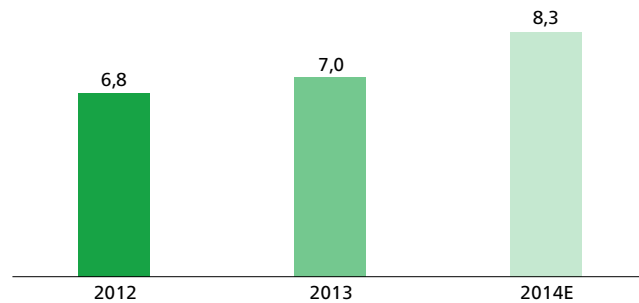
Cile

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. Ciò detto, il Cile possiede un importante potenziale in termini di energie rinnovabili, per diverse tecnologie quali idroelettrico, eolico, solare e geotermico; tuttavia, secondo stime del *Global Wind Energy Outlook 2014*, queste a oggi rappresentano meno dell'1% del mix energetico.

Nel 2013, il Senato cileno ha votato una risoluzione che aumenta il target di energia prodotta da rinnovabili al 20%, da raggiungere entro il 2025.

Come mostra il grafico seguente, al 2014, il Cile presenta

una capacità installata da fonti rinnovabili pari a oltre 8 GW, in aumento del 19% rispetto al dato dell'anno precedente.



Fonte: Enerdata, EPIA, CNE. Elaborazioni su dati CNE per l'anno 2014.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Il Cile è caratterizzato da un sistema di quote obbligatorie in capo a chi ritira l'energia per commercializzarla con distributori o venditori finali. La legge stabilisce due differenti target a seconda della data di firma del contratto di fornitura:

- > per tutta l'energia contrattualizzata tra il 31 agosto 2007 e il 30 giugno 2013 è previsto che venga immessa nel sistema, a partire dal 2014, una quota pari al 5%, con un aumento dello 0,5% annuo, al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024;
- > per tutti i contratti firmati a partire dal 1° luglio 2013, la legge n. 20698 del 2013, prevede un target del 20% al 2025 da raggiungere progressivamente partendo da una quota iniziale del 6% al 2014.

Tutte le fonti rinnovabili sono eleggibili ai fini dell'obbligo. Con specifico riferimento agli impianti idroelettrici fino a 40

MW, è previsto un fattore di correzione che riconosce integralmente i primi 20 MW e introduce un *décalage* per la quota tra 20 e 40 MW. Il meccanismo prevede inoltre delle penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria.

A maggio del 2014 il presidente Michelle Bachelet ha presentato la nuova Agenda Energetica del Paese indicando i principali obiettivi del sistema, le tappe dell'agenda normativa e il piano di investimenti che il Governo intende effettuare nel prossimo mandato. Con particolare riferimento alle rinnovabili, l'agenda oltre a confermare il target del 20% al 2025 sull'energia contrattualizzata, introduce un ulteriore obiettivo in termini di capacità installata, prevedendo che il 45% della nuova capacità che verrà installata nel periodo 2014-2025 sarà rappresentata da impianti rinnovabili.

Colombia

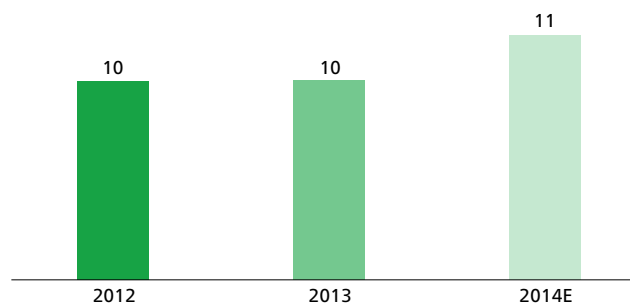
Durante il periodo 2015-2019, secondo le stime di Business Monitor International, la generazione complessiva colombiana aumenterà a un tasso annuale medio del 3,6%, raggiungendo 81,3 TWh nel 2019. Tale incremento sarà guidato principalmente dalla crescita annuale della generazione

idroelettrica, prevista al 4%, mentre la crescita annuale media di generazione da fonte termica a carbone e a gas sarà rispettivamente pari al 2,7% e al 2,5%.

Inoltre, la Colombia è uno dei pochi Paesi dell'America Latina ad aver organizzato una Borsa elettrica. Fin dal 1995 le

compagnie elettriche e i grandi consumatori possono negoziare tramite contratti bilaterali di medio termine. Il settore elettrico colombiano comprende un mix di operatori pubblici e privati, con più del 45% della capacità di generazione nelle mani di privati.

Nel 2014 la Colombia presenta una capacità installata totale pari a circa 11 GW, costituita principalmente da fonti idroelettriche, con una crescita stimata di circa l'11% rispetto al 2013.



Fonte: UPME
Nota: esclusi pompaggi puri.

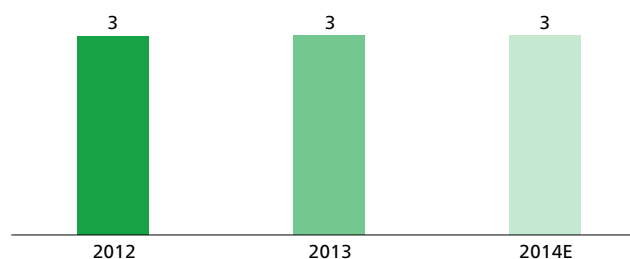
Perù

La generazione di energia in Perù secondo le stime di Business Monitor International crescerà molto rapidamente tra il 2015 e il 2023: le ultime previsioni parlano di una crescita media annuale del 6,6%, mentre nello stesso periodo la domanda si amplierà del 5,4% annuo.

La produzione idroelettrica conta circa il 54% della generazione totale e sembrerebbe destinata ad aumentare poiché l'incremento della capacità idroelettrica è tra le priorità delle politiche energetiche del Governo.

Lo sviluppo di progetti rinnovabili, quali solare ed eolico, nonostante i ritardi rispetto ad altri Paesi vicini sembra essersi avviato verso una fase di maturazione. Il Governo ha infatti annunciato di voler raggiungere l'obiettivo del 5% di energia prodotta da fonte solare ed eolica entro il 2017.

Al 2014, il Perù presenta una capacità installata da fonti rinnovabili pari a 3,5 GW, costituita principalmente da fonti idroelettriche, con una crescita stimata di circa il 6% rispetto al 2013.



Fonte: COES, stime Enel Green Power.
Nota: esclusi pompaggi puri.

America Centrale

Aspetti normativi e tariffari

SIEPAC - Mercato Elettrico Regionale

Il Mercato Elettrico Regionale (MER), avviato ufficialmente il 1° giugno 2013 dal regolatore regionale (CRIE), ha visto il completamento dell'ultima sezione della linea di trasmissione SIEPAC il 29 settembre.

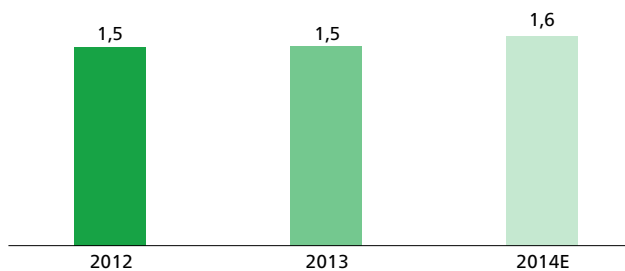
Nel corso della seconda metà del 2014 CRIE ha inoltre emesso una serie di risoluzioni al fine di completare lo schema

di regolamentazione regionale e concludere il regime transitorio in vigore da marzo 2013. L'implementazione dello schema di regolamentazione regionale rappresenta il primo passo per il consolidamento delle norme relative agli scambi transfrontalieri tra i sei Paesi del Centro America (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica e Panama).

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 sull'Oleodotto Trans-Panama. Ciò detto, la quota di generazione attribuibile a fonti rinnovabili rimane elevata, grazie soprattutto alla significativa capacità installata della tecnologia idroelettrica.

Come evidenziato dal grafico seguente, la capacità installata al 2014 registra un lieve incremento, attestandosi a quota 1,6 GW, in aumento del 7% circa rispetto all'anno precedente.



Fonte: CEPAL, ASEP, Enerdata. Elaborazioni su dati ASEP per l'anno 2014.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero.

Il 12 giugno 2013, in linea con la politica energetica volta alla diversificazione della matrice energetica, il Governo di Panama ha ratificato la legge n. 605, che stabilisce incentivi fiscali per sostenere lo sviluppo della tecnologia solare. I nuovi incentivi includono l'esenzione dalle imposte d'importazione, l'introduzione di crediti fiscali e la possibilità di effettuare ammortamenti accelerati.

Il 31 marzo 2014 è stata pubblicata, da parte del Presidente della Repubblica, la risoluzione n. 41, che ha riconosciuto all'impianto idroelettrico Fortuna di Enel Green Power una

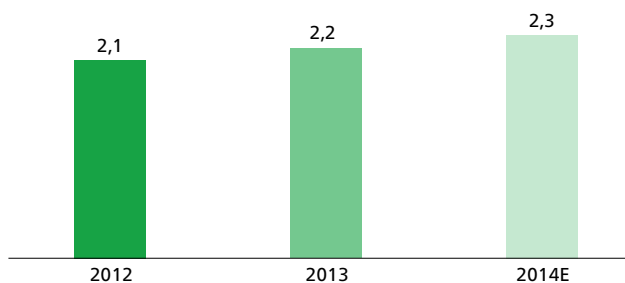
compensazione di 75 milioni di dollari statunitensi divisa nel periodo 31 marzo 2014 - 31 dicembre 2016. L'ammontare è stato riconosciuto a seguito delle limitazioni di produzione imposte dal Governo all'impianto stesso, a loro volta dovute al ritardo dell'ampliamento della rete di trasmissione panamense.

Il 22 ottobre 2014 è stata pubblicata la risoluzione AN 7966 che ha introdotto la possibilità di esportare energia attraverso il Mercato Elettrico Regionale. La misura consentirà agli operatori del mercato di superare le attuali restrizioni della rete di trasmissione del sistema in attesa dell'ampliamento della rete previsto tra il 2016 e il 2017.

Costa Rica

Il Costa Rica, a oggi, risulta essere uno dei Paesi più interessanti dell'America Centrale in termini di capacità installata da fonti rinnovabili, con il 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 registrato nel 2014 un incremento pari a circa il 2% rispetto al 2013, attestandosi a 2,3 GW.



Fonte: CEPAL, ICE, Enerdata. Elaborazioni su dati ICE e BNEF per l'anno 2014.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

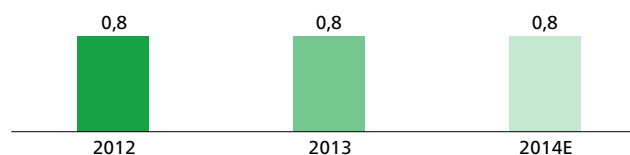
Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso IPP (≤ 20 MW) con tariffe definite dal regolatore (ARESEP) e aste pubbliche BOT (≤ 50 MW) con prezzi fissi per la definizione di PPA a lungo termine con ICE.

ARESEP ha modificato le tariffe per gli impianti rinnovabili, nuovi ed esistenti, a seguito dei risultati di una serie di con-

sultazioni pubbliche tenutesi a novembre. L'aggiornamento avrà un impatto positivo per gli impianti esistenti (idroelettrici ed eolici), le cui tariffe sono state aumentate del 13%, mentre avrà un effetto negativo per i nuovi impianti, a causa della riduzione del 16% rispetto al 2014.

El Salvador

Secondo stime del *Consejo Nacional de Energía* (CNE), si prevede che la produzione di energia da fonte rinnovabile in El Salvador possa raggiungere nel 2015 quota 6.787 GWh, con forte prevalenza della tecnologia Idroelettrica (30%). La capacità installata, come evidenziato nel grafico, risulta pressoché costante per l'intero triennio analizzato, attestandosi a 0,8 GW.



Fonte: CEPAL, SIGET, Enerdata. Elaborazioni su dati SIGET per l'anno 2014.
Nota: esclusi pompaggi puri.

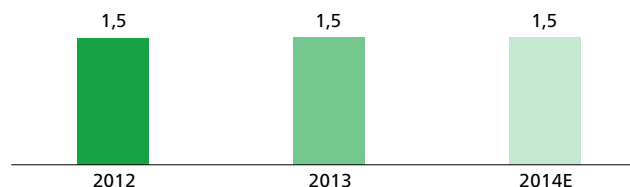
Guatemala

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

Nel 2014, la base installata da fonte rinnovabile è rimasta stabile a circa 1,5 GW, di cui circa il 70% derivante da fonte idroelettrica.

Secondo l'*Energy Policy 2013-2027* il Paese ha stabilito un

target di generazione da fonti rinnovabili pari all'80% nel 2027.



Fonte: elaborazioni su dati CEPAL.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori/trader e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero. È previsto un regime di incentivi fiscali, inclusi un periodo di 10 anni di

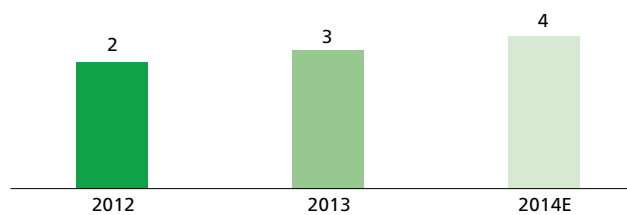
esenzione dalla tassazione sul reddito e un'esenzione per l'importazione di materiali e attrezzature per impianti rinnovabili.

Sudafrica

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

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

Come evidenziato nel grafico seguente, la capacità rinnovabile è cresciuta nell'ultimo anno di circa 1,2 GW, corrispondente a una crescita di circa il 48% 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).

Aspetti normativi e tariffari

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell'*Integrated Resource Plan 2010-2030*, approvata a 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 *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 scarica). Attualmente sono previsti cinque Round di aste (bid window), quattro dei quali si sono già svolti. Includendo il Round 4, per il quale i pro-

getti vincitori saranno annunciati nel primo trimestre 2015, sono stati finora assegnati circa 5.000 MW.

Dopo una fase di pre-qualifica, che riguarda aspetti tecnici e finanziari, i progetti qualificati vengono selezionati in base a due criteri: il prezzo offerto (peso 70%) e il 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 pagamenti di Eskom sono garantiti dal Governo.

Come operiamo



Creare valore condiviso

Enel Green Power ha visto, dalla sua costituzione, una crescita rapida su un perimetro geografico sempre più internazionale, con una focalizzazione crescente su Paesi emergenti e in via di sviluppo. Questo ha portato e continuerà a portare nuove sfide per la sostenibilità complessiva delle strategie di crescita del Gruppo: **l'efficacia e l'efficienza dei processi di sviluppo del business**, infatti, **dipendono in modo sostanziale dalla costruzione di relazioni stabili e positive** con gli interlocutori chiave a livello nazionale, regionale e locale, dalla capacità di inserirsi in maniera positiva e sinergica nei territori in cui si va a operare e da un'attenzione estrema alla prevenzione e alla gestione degli impatti generati sull'ambiente, sulla sicurezza delle persone, sulle filiere di approvvigionamento, sulla vita delle popolazioni locali.

Lungo tutto il ciclo di vita dei progetti, dallo sviluppo alla costruzione all'esercizio, **Enel Green Power si pone** quindi **l'obiettivo di coniugare il perseguimento degli obiettivi industriali con il contributo concreto allo sviluppo socio-economico dei territori**, attraverso una prospettiva di lungo pe-

riodo e iniziative modellate sulle esigenze e le potenzialità di ciascun contesto di riferimento.

Per sostenere questo obiettivo e assicurare che tutta l'organizzazione sia orientata al suo perseguimento, nel 2013 Enel Green Power ha definito, con il coinvolgimento di tutte le Funzioni aziendali, un modello di sostenibilità orientato al "Creating Shared Value" che opera su due livelli: da un lato, sono stati identificati ambiti di intervento potenzialmente sinergici con le strategie e gli obiettivi di Enel Green Power, in cui l'azienda può contribuire a creare un valore misurabile per i contesti di riferimento, che rappresentino gli ambiti di elezione su cui focalizzare gli sforzi di pianificazione e realizzazione di interventi sui territori; dall'altro, sono stati definiti strumenti concreti a supporto della pianificazione, dell'implementazione e del monitoraggio degli interventi in tali ambiti.

In particolare, l'approccio scelto consiste nell'integrare gli strumenti per l'attivazione di opportunità di valore condiviso all'interno della catena di generazione del valore di Enel

Green Power, che si articola in tre fasi in cui operano le tre Funzioni di Line: Business Development (individuazione e sviluppo delle opportunità di investimento), Engineering & Construction (progettazione e costruzione degli impianti), Operation & Maintenance (esercizio e manutenzione per tutta la vita utile dell'impianto). Per ciascuna fase del processo sono stati identificati strumenti operativi volti a integrare la prospettiva della sostenibilità nelle attività delle Funzioni, e a favorire una logica anticipatoria e proattiva nell'identificazione di opportunità di valore condiviso. Allo stesso modo, strumenti specifici sono stati disegnati per le Funzioni di Staff (come Procurement, Health, Safety, Environment & Quality e Audit) che supportano la Line lungo il processo. Nella fase di Business Development, quindi, le analisi tecniche volte a valutare il potenziale dei diversi siti vengono integrate con studi del contesto economico, sociale, culturale e ambientale e con l'analisi dei principali stakeholder coinvolti e delle loro istanze, con l'obiettivo di acquisire una conoscenza completa delle condizioni che possono influenzare la scelta di investimento. La creazione di relazioni stabili e costruttive con gli stakeholder, a livello nazionale, regionale e locale, è un elemento imprescindibile in questa fase: il dialogo aperto e la condivisione trasparente degli obiettivi di ingresso o espansione in un territorio, infatti, sono fondamentali per ridurre i rischi legati alla scarsa accettazione delle opere, che possono originare da una limitata conoscenza e comprensione di quanto effettivamente accade e delle opportunità che la presenza di Enel Green Power può generare anche per la comunità.

Sulla base della conoscenza delle peculiarità delle aree in cui si vuole operare, ottenuta tramite l'ascolto attivo dei bisogni e delle aspettative e lo studio del contesto, il Business Development insieme a tutte le altre Funzioni individua forme di intervento sul territorio capaci di rispondere alle effettive necessità locali e di essere sinergiche con gli obiettivi aziendali. Tali soluzioni vengono pianificate e inserite all'interno del progetto di investimento, al fine di assicurare la destinazione delle risorse necessarie e l'avvio dei processi di medio-lungo termine che consentiranno di attivarle anche nelle fasi più avanzate del progetto.

Sulla base di tale pianificazione, già nel corso della fase di sviluppo i team di progettazione definiscono il progetto dell'impianto che si andrà a costruire una volta completati tutti i passaggi autorizzativi e amministrativi. Nella progettazione Enel Green Power persegue il continuo miglioramento delle tecniche e l'identificazione di soluzioni sempre all'avanguardia, che uniscano la maggiore efficienza (operativa e di costo) alla riduzione tangibile degli impatti degli impianti. Tali soluzioni, che vengono sviluppate attraverso

centri di eccellenza distinti per tecnologia e unità dedicate (come Design to Safety, Design to Environment e Design to Cost), diventano poi prassi consolidate contribuendo a innalzare progressivamente gli standard interni.

Terminata la progettazione dell'impianto e ottenuti i necessari permessi, prende avvio la fase di costruzione, che rappresenta il momento in cui la presenza di Enel Green Power sul territorio diventa "visibile" e in cui si generano gli impatti più percepibili da parte delle comunità. Elementi fondamentali in questa fase, quindi, sono la previsione di standard e criteri di comportamento ambientali elevati per ridurre l'impatto ambientale della costruzione, da estendere anche a fornitori e contractor, e un approccio trasparente alla comunicazione con le comunità locali in merito agli impatti del cantiere e a quanto si sta facendo per mitigarli. Espressione di tale approccio è il progetto "Cantiere sostenibile", che si sta via via implementando in un numero crescente di cantieri sia relativi a impianti di nuova costruzione sia legati a manutenzioni straordinarie di impianti in esercizio.

Poiché ampia parte delle soluzioni che possono essere individuate richiede, per l'attuazione, il coinvolgimento di fornitori e contractor esterni, tanto nella costruzione quanto nella successiva fase di esercizio una leva fondamentale è data dal Procurement, tramite cui le specifiche progettate dalle Funzioni competenti vengono tradotte in clausole e requisiti contrattuali e i criteri di condotta che Enel Green Power adotta nell'esercizio delle proprie attività vengono richiesti ai partner esterni. Per favorire l'adozione di comportamenti in linea con le regole e i principi aziendali da parte di dipendenti, fornitori e contractor, nei cantieri e sui siti in esercizio vengono realizzate azioni di sensibilizzazione e di condivisione degli standard tanto in materia ambientale quanto di salute e sicurezza e di etica.

Al termine della costruzione l'impianto viene "consegnato" a Operation & Maintenance, che prosegue nella gestione e nella manutenzione per tutta la sua vita utile, consolidando così la presenza di Enel Green Power nel territorio per 20-30 anni. Prioritari, in questa fase, sono il perseguimento dell'efficienza operativa – attraverso la condivisione di best practice, progetti di miglioramento e soluzioni all'avanguardia nel monitoraggio delle performance e nella valutazione dello stato degli impianti – e dell'efficienza ambientale, in coerenza con piani di gestione e mitigazione degli impatti definiti per ogni sito e aggiornati periodicamente.

L'esercizio è anche il momento in cui possono realizzarsi le maggiori opportunità di crescita socio-economica per le comunità locali, tramite le leve dell'occupazione diretta di personale o del coinvolgimento delle imprese locali come outsourcer per le attività di esercizio e di manutenzione. In

Italia, per esempio, presso le aree geotermiche di Larderello Enel Green Power ha contribuito, negli ultimi anni, allo start-up di alcune aziende specializzate locali accompagnandone la crescita attraverso il trasferimento di know-how e il controllo di qualità sui prodotti lavorati. Un'altra forma di collaborazione sinergica è l'utilizzo del vapore non idoneo alla produzione di energia elettrica per il teleriscaldamento e per l'alimentazione di serre e impianti di lavorazione nel settore alimentare, con positivi effetti sullo sviluppo delle relative filiere.

Al fine di individuare tutte le opportunità di sviluppo socio-economico per le comunità locali, il modello di "Creating Shared Value" prevede che le potenzialità di crescita dei singoli e delle imprese in questo ambito vengano analizzate già dalla fase di sviluppo del progetto, così da attivare per tempo percorsi di sviluppo delle competenze che creino le condizioni, per quando l'impianto sarà in esercizio, per rivolgersi al mercato locale nelle scelte di assunzione diretta di personale e di approvvigionamento. Inoltre, anche durante la fase di esercizio lo stretto legame con le comunità di riferimento è mantenuto vivo attraverso azioni di coinvolgimen-

to, sensibilizzazione ed "educazione" alle rinnovabili, volte a fare conoscere sempre di più l'azienda, gli impianti e quanto si sta realizzando sul territorio.

Affinché il processo di business sia orientato all'identificazione e alla pianificazione di opportunità di creazione di valore condiviso fin dalle prime fasi, sono cruciali una stretta collaborazione tra tutte le Funzioni, il feedback reciproco sull'efficacia del processo e il supporto di strumenti che favoriscano lo scambio trasversale di conoscenze tra una fase e l'altra della catena del valore. Per tale ragione il modello di "Creating Shared Value" prevede strumenti volti a monitorare l'evoluzione, lungo tutta la vita del progetto, di indicatori chiave sulle azioni e le performance realizzate nell'ambito della sostenibilità, e a trasferire da una Funzione all'altra lungo la catena del valore il patrimonio di conoscenza progressivamente maturato.

A cornice in tutto il processo, infine, vi sono i principi di etica, trasparenza, anti-corrruzione, rispetto dei diritti umani e tutela della sicurezza, che da sempre connotano il modo di operare di Enel Green Power e che trovano riferimento in policy e criteri di condotta validi per tutto il Gruppo Enel.

Governance ed etica

Principi di condotta

Enel Green Power basa il proprio operare su alcuni principi etici fondamentali, che rappresentano il fulcro della cultura aziendale e lo standard di comportamento richiesto a tutti i collaboratori. Tali principi sono sanciti in alcuni documenti definiti a livello di Gruppo Enel, che Enel Green Power ha recepito e adottato fin dalla sua costituzione:

- > il Codice Etico individua i principi di "deontologia aziendale" e i relativi criteri di condotta che il Gruppo riconosce come propri e sui quali richiama l'osservanza da parte di tutti i dipendenti per prevenire il rischio di comportamenti non etici. **Tra i principi fondamentali vi sono il contrasto alla corruzione, la correttezza sul mercato e l'astensione da comportamenti anti-competitivi, la trasparenza nei rapporti istituzionali, la salvaguardia dell'ambiente e la tutela della sicurezza dei lavoratori;**
- > il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo 231/2001 (che nel 2014 è stato oggetto di revisione al fine di recepire le nuove figure di reato previste dall'evoluzione della normativa) integra le regole di comportamento contenute nel Codice Etico ed è finalizzato

a prevenire il rischio di commissione di una serie di reati specificati dal decreto, tra cui i reati di corruzione (inclusa la corruzione privata a partire dal 2013). I principi riportati nel Modello sono estesi alle società controllate del Gruppo all'estero attraverso l'adozione di linee guida interne;

- > il Piano Tolleranza Zero alla Corruzione, adottato nel 2006, ha l'obiettivo prioritario di ricercare e promuovere azioni volte allo sviluppo di una cultura della legalità attraverso interventi educativi e la responsabilizzazione del personale del Gruppo. Il Piano TZC ha quindi rafforzato l'impegno nella lotta alla corruzione già assunto con il Codice Etico e il Modello 231, assegnando precise responsabilità per il monitoraggio dei rischi di corruzione e per la corretta gestione di ogni caso sospetto. Il documento, oltre a ribadire la necessità di rispettare i principi di onestà, trasparenza e correttezza nello svolgimento delle attività lavorative, formula misure specifiche da adottare nei rapporti con partner, società controllate, fornitori e consulenti;

- > la Policy sui Diritti Umani, adottata nel 2013, approfondisce gli impegni già sanciti dagli altri principi e codici di condotta in materia di pratiche di lavoro e relazioni con le comunità e la società.

Relativamente alla prevenzione, valutazione e verifica dei rischi di corruzione, in particolare, **tutte le strutture organizzative sono responsabili di un efficace processo di gestione del rischio per le parti di propria competenza, attraverso la predisposizione di adeguati sistemi di controllo e di monitoraggio.** A questo si affianca l'attività periodica di risk assessment condotta dalla Funzione Audit, che ha la finalità di identificare e valutare i rischi, inerenti e residui, associati ai processi di business. Tale attività di analisi e supervisione del rischio corruzione, che rientra nel più generale processo di risk assessment di Gruppo, è mirata anche a predisporre il piano di Audit in maniera tale da focalizzare le attività di audit sui processi a maggior rischio.

Gestione delle segnalazioni

Gli stakeholder di Enel Green Power possono segnalare all'azienda, attraverso diversi canali (per esempio attraverso una casella di posta dedicata), **qualsiasi informazione riguardo a presunte violazioni, condotte e pratiche non in linea con i principi e le regole di condotta** sanciti dal Codice Etico e dal Modello Organizzativo 231/2001. La Funzione Audit di Enel Green Power, con il supporto delle Funzioni aziendali interessate, analizza le segnalazioni ed effettua

gli approfondimenti necessari per accertare il loro concreto verificarsi, anche al fine di individuare eventuali carenze di processi interni e implementare azioni correttive a presidio dell'adeguatezza del sistema di controllo interno. Nella gestione delle segnalazioni è sempre assicurata la riservatezza dell'identità dei segnalanti.

Per ogni segnalazione ricevuta è predisposto un documento di sintesi che ne descrive l'oggetto, le analisi effettuate, le risultanze dell'attività ed eventuali azioni intraprese o da intraprendere a valle della segnalazione. Nei casi di maggiore significatività è previsto il coinvolgimento del Comitato Controllo e Rischi di Enel Green Power.

Formazione etica

Enel Green Power realizza specifici corsi volti ad assicurare la diffusione e la corretta comprensione da parte dei propri dipendenti dei contenuti fondamentali degli strumenti normativi del Gruppo. In particolare, i corsi relativi ai principi espressi dal Codice Etico e alle tematiche rilevanti ai fini del Modello 231 sono erogati nell'ambito delle iniziative e campagne di formazione lanciate dal Gruppo Enel, e prevedono, attraverso l'utilizzo di una piattaforma online, una fruizione obbligatoria e test di comprensione con la finalità di sviluppare una conoscenza diffusa dei relativi contenuti.

Oltre alle iniziative di formazione *ad hoc*, destinate a famiglie professionali specifiche, i temi del Codice Etico, del Modello 231, del Piano Tolleranza Zero alla Corruzione e della Policy sui Diritti Umani sono richiamati anche all'interno dei percorsi di formazione istituzionale dedicati ai neoassunti.

Spinta verso l'innovazione

Nel 2014 Enel Green Power ha destinato all'innovazione per lo sviluppo e la sperimentazione operativa di tecnologie innovative circa 16,9 milioni di euro, un quarto dei quali dedicati alla ricerca di medio-lungo periodo. Nel quinquennio 2015-2019 si prevede di dedicare a queste attività circa 100 milioni di euro.

L'innovazione rappresenta uno degli elementi cardine per perseguire la crescita sostenibile del Gruppo.

Nel corso dell'anno gli sforzi si sono concentrati lungo tre direttrici:

- > il **miglioramento delle performance** in tutte le tecnologie sulle quali Enel Green Power è tradizionalmente pre-

sente, potenziandone la disponibilità anche grazie alla compresenza di più tecnologie di generazione e all'impiego di sistemi di accumulo elettrochimico;

- > l'**integrazione delle rinnovabili in ambienti urbani**, puntando all'impiego delle risorse rinnovabili in contesti antropizzati, grazie all'utilizzo di impianti di dimensioni ridotte e di basso impatto visivo, quali generatori eolici all'avanguardia e sistemi solari termodinamici di piccola taglia, nonché all'integrazione architettonica;
- > l'**utilizzo di nuove risorse rinnovabili**, sperimentando sistemi in grado di utilizzare risorse rinnovabili a oggi non utilizzate, con focus sull'energia dal mare.

Partnership e collaborazioni

Enel Green Power considera l'innovazione come costante apertura alle novità, al confronto e alle sperimentazioni. Forte di questa logica di "open innovation", ci si rivolge al mondo accademico, a realtà industriali consolidate e a start-up che possano contribuire a superare le sfide tecnologiche che Enel Green Power affronta attraverso la condivisione delle idee e delle proprie tecnologie e, laddove possibile, attraverso forme di co-investimento, integrando sempre, in questo percorso, il contributo e l'esperienza delle altre società del Gruppo Enel.

In particolare, sono attive collaborazioni con soggetti industriali, istituzioni e centri di ricerca esterni al Gruppo Enel. Per esempio, nell'ottobre del 2014, Enel Green Power è stata selezionata insieme alla società francese DCNS, dall'Organizzazione per lo sviluppo economico cilena CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) per creare un centro internazionale di eccellenza per le energie marine nel Paese (Marine Energy Research and Innovation Centre - MERIC). Il progetto, della durata di otto anni, prevede un contributo di circa 20 milioni di dollari statunitensi in parte in denaro e in parte come finanziamento, per il 65% proveniente da CORFO, con lo scopo di svolgere attività di ricerca e sviluppo nell'ambito delle tecnologie che utilizzano l'energia marina, in particolare tenendo conto delle specifiche condizioni naturali dell'Oceano Pacifico in Cile. Il Centro sarà supportato dall'organizzazione per lo sviluppo cilena Fundación Chile, dalla fondazione INRIA Chile, dalle istituzioni di ricerca Pontificia Universidad Católica de Chile e Universidad Austral de Chile, e dalle società del Gruppo Enel Chilectra ed Endesa Chile. MERIC servirà da hub per l'innovazione nell'energia marina per il Cile e a livello globale.

Sempre nel campo dell'energia marina, particolare importanza riveste l'accordo con 40South Energy, che ha consentito di mettere in esercizio al largo di Punta Righini, in Toscana (Italia), la macchina marina denominata R115. In questo momento sono in fase di valutazione anche altre macchine marine sviluppate dalla stessa 40South Energy.

Sul fronte dell'energy storage, Enel Green Power ha avviato in Italia il progetto "Active RES into the grid", sottoscrivendo accordi di partnership con leader internazionali per testare sui propri impianti le loro tecnologie di accumulo elettrochimico. In particolare, si prevede l'installazione di tre sistemi di accumulo da integrare in due impianti eolici e in un impianto fotovoltaico connessi alla rete di media tensione, quest'ultima attività già completata nel 2014. Scopo del progetto è

la verifica sperimentale di funzioni di energy management avanzato per la minimizzazione dell'intermittenza e la massimizzazione dell'utilizzo delle connessioni esistenti. Inoltre, nel corso dell'anno, è stato installato nel villaggio cileno di Ollagüe un sistema di accumulo elettrochimico integrato con un impianto di generazione off-grid ibrido fotovoltaico-eolico, con generatore diesel di backup. In questo caso il sistema sarà in grado di fornire al villaggio energia elettrica in modo continuativo, riuscendo al contempo a coprire circa l'85% del fabbisogno degli abitanti mediante produzione da risorse rinnovabili. Per quanto riguarda la tecnologia eolica, continua la collaborazione con lo studio d'ingegneria Milan, ai fini dello sviluppo e della certificazione dell'aerogeneratore "Genoa", disegnato dall'architetto Renzo Piano. Nell'ambito del solare la partnership tecnologica con Innova Solar Energy, società attiva nel settore termodinamico e solare e specializzata in sistemi a concentrazione, è arrivata alla maturità. Sono state, infatti, installate con successo le macchine Trinum in Italia, Cile e Brasile. Si tratta di sistemi solari termodinamici cogenerativi a concentrazione di piccola taglia (potenza elettrica pari a 1 kW, e termica pari a 3 kW). Nell'agosto del 2014 è stato firmato il Cooperative Research and Development Agreement (CRADA) con i principali laboratori di ricerca nazionali statunitensi sulle energie rinnovabili e l'efficienza energetica, NREL (National Renewable Energy Laboratory) e INL (Idaho National Laboratory), sotto la supervisione del GTO (Geothermal Technologies Office), tutti facenti capo al Dipartimento dell'Energia americano. L'obiettivo è esplorare il potenziale dell'innovativo impianto ibrido di Stillwater, in Nevada (USA), di proprietà di Enel Green Power.

Nel corso dell'anno è stata consolidata la relazione avviata nel 2012 con il TIS - Innovation Park e l'Assessorato all'Innovazione della Provincia Autonoma di Bolzano, in Italia, volta ad agevolare lo sviluppo, il test e la diffusione di tecnologie innovative, come le biomasse e il mini-eolico, su tutto il territorio. In particolare, è stata avviata la fase di test in Italia del sistema Trinum.

È continuata la collaborazione con il Best Program (Business Exchange and Student Training) di Fulbright, programma promosso dall'Ambasciata degli Stati Uniti d'America a Roma e rivolto a giovani ricercatori in vari campi, tra cui l'energia e le tecnologie verdi.

Infine, si evidenzia la collaborazione con ItaliaCamp, associazione italiana creata da un gruppo di giovani tra i 25 e i 35 anni, con l'obiettivo di promuovere l'innovazione favorendo la collaborazione tra le università italiane e internazionali con istituzioni e imprese italiane.

Enel Green Power è inoltre coinvolta in numerosi progetti avviati in sinergia e coordinamento con le altre società del Gruppo Enel, che mirano a utilizzare al meglio il know-how aziendale. Esempi delle attività in corso includono:

- > corporate venturing: è il caso di Enel Lab, un'iniziativa che vede coinvolte tutte le maggiori società del Gruppo e che si propone all'imprenditoria giovanile con una funzione di investitore e promotore di eccellenza, selezionando e supportando le migliori start-up italiane. Enel Green Power ha partecipato attivamente all'iniziativa nel corso dell'anno sostenendo la società I-EM, una delle vincitrici della prima edizione del concorso Enel Lab, che offre soluzioni ICT per la gestione della generazione distribuita, dell'efficienza energetica e delle smart grid. Inoltre I-EM ha sviluppato soluzioni di meteo professionale e di previsione della producibilità dedicate ad aziende che gestiscono impianti da energie rinnovabili, per una loro migliore integrazione in rete;
- > Ricerca & Sviluppo: Enel Green Power ha collaborato per la gestione di progetti strategici di medio-lungo periodo di interesse di Gruppo, con ricadute dirette importanti sulle attività di Enel Green Power, dallo studio di nuove tecnologie quali DSSC (Dye Sensitized Solar Cells) e LSC (Luminescence Solar Concentrator) alla ricerca di soluzioni innovative sul fronte della safety e della sicurezza informatica.

Nel corso del 2014 la Funzione Innovazione di Enel Green Power ha ricevuto e analizzato circa 100 progetti innovativi attraverso il canale di scouting, al quale arrivano propo-

ste sia da fonti interne al Gruppo Enel sia da fonti esterne. Coerente con l'approccio di "open innovation", Enel Green Power rimane aperta al contributo di tutti e intende porre in essere modalità che consentano di aumentare sempre più la capacità di ascolto di chi voglia partecipare attivamente a costruire un futuro sostenibile. In tal senso, nel 2014, è stata ulteriormente migliorata la funzionalità della piattaforma di crowdsourcing, accessibile dal sito internet di Enel Green Power per consentire a chi lo volesse di condividere idee e proposte innovative.

Durante l'anno, Enel Green Power ha ricevuto numerosi riconoscimenti all'attività di innovazione da parte di varie importanti organizzazioni nazionali e internazionali, nell'ambito di concorsi volti a premiare e supportare progetti e idee innovative rientranti nelle direttrici di innovazione di Enel Green Power. Esempi in tal senso includono lo Zayed Future Energy Prize, ideato dagli Emirati Arabi Uniti, che rappresenta uno dei più importanti premi a livello mondiale per la capacità di innovare nell'ambito delle energie rinnovabili e della sostenibilità: il Gruppo è stato incluso tra i finalisti per la categoria Large Corporation, insieme a First Solar, Ikea e Panasonic. Enel Green Power si è, inoltre, aggiudicata il primo posto nella categoria "Industria" del Good Energy Award 2014, indetto da Bernoni Grant Thornton, e il primo posto nella categoria "Industrial or commercial companies and farmers" allo European Solar Prize promosso da EURO-SOLAR (European Association for Renewable Energy). In entrambi i casi, il successo ottenuto nasce dal proficuo accordo di collaborazione tra Enel Green Power e 40South Energy nel campo dell'energia marina.

Approccio integrato a salute, sicurezza e ambiente

Il Gruppo Enel Green Power si propone di affrontare con visione sistemica e in un'ottica di miglioramento continuo la gestione della sicurezza, della salute e degli aspetti ambientali, sia nella propria azione diretta sia in quella indiretta.

A fronte di questo impegno, il Gruppo si è dotato di un Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza e Ambiente conforme alle norme internazionali BS OHSAS 18001:2007 e UNI EN ISO 14001:2004. Tale Sistema di Gestione è adottato in tutto il perimetro organizzativo/geografico ed è certificato, in accordo alle norme sopra citate, con un livello di copertura del 100%.

Il Sistema di Gestione Integrato persegue i seguenti obiettivi:

- > integrare le problematiche della salute e sicurezza sul lavoro e della tutela ambientale all'interno delle normali attività decisionali e gestionali;
- > adottare tecnologie e processi che offrano un miglioramento continuo delle condizioni di salute e sicurezza sul lavoro e delle condizioni ambientali interne ed esterne;
- > attuare tutto quanto necessario per l'eliminazione dei rischi per la salute e sicurezza sul lavoro, da cui possono derivare incidenti o infortuni alle persone, e per evitare o ridurre l'inquinamento attraverso la prevenzione degli

incidenti, il controllo dei materiali impiegati e dei rifiuti generati, il rispetto delle procedure operative stabilite;

- > sviluppare, mediante adeguati programmi di informazione, formazione e addestramento, le capacità del personale impegnato nelle diverse attività lavorative, in condizioni normali e in situazioni di pericolo o emergenza, al fine di migliorare la consapevolezza del proprio ruolo e delle proprie potenzialità, sia in relazione alla prevenzione dei rischi inerenti alla salute e sicurezza sia in relazione al conseguimento degli obiettivi e dei risultati di prestazione ambientale;
- > promuovere e sostenere un dialogo aperto con i cittadini, gli enti e le amministrazioni sui riflessi che le attività del Gruppo hanno nei confronti della collettività e dell'ambiente, per favorire interventi di protezione e di valorizzazione

a tutela e per il miglioramento della salute e sicurezza interna ed esterna.

La Funzione Health, Safety, Environment & Quality opera attraverso un presidio a livello di Capogruppo – che si occupa di definire linee guida, politiche e procedure e di coordinare centralmente le attività – e Direzioni Health, Safety, Environment & Quality nelle diverse aree geografiche per l'implementazione dei programmi e delle iniziative e il monitoraggio delle performance nell'intero perimetro.

In particolare, le attività della Funzione Health, Safety, Environment & Quality sono focalizzate su 10 obiettivi, con validità triennale e aggiornati annualmente, che sono stati definiti nel 2012 con il coinvolgimento dei Paesi e in linea con gli obiettivi del Gruppo Enel.

Di seguito i 10 obiettivi.

Obiettivi	Linee d'azione
1. Applicazione e mantenimento di un Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza e Ambiente	<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimento delle certificazioni ISO 14001:2004 e OSHAS 18001:2007 • Estensione delle certificazioni a nuovi progetti
2. Inserimento ottimale degli impianti nel territorio, tutelando la biodiversità	<ul style="list-style-type: none"> • Iniziative in aree protette • Campagne/monitoraggi • Mitigazione dell'impatto visivo
3. Riduzione dell'impatto ambientale attraverso l'applicazione di BAT (Best Available Techniques)	<ul style="list-style-type: none"> • Valutazione dell'impatto sull'ambiente per costruzione di impianti o modifiche rilevanti • Utilizzo privilegiato di sostanze non inquinanti • Censimento amianto e PCB per valutazione di interventi di rimozione o bonifica
4. Generazione a basse emissioni - Leadership nelle rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemi di controllo e monitoraggio • Ampliamento del parco di generazione da fonti rinnovabili
5. Uso efficiente delle risorse idriche e delle materie prime	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoraggio dei consumi di materie prime • Efficienza degli impianti (utilizzo di componenti e/o processi a maggior rendimento, riduzione dei consumi dei servizi ausiliari)
6. Gestione ottimale di rifiuti e reflui	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione più efficiente della risorsa acqua • Riciclo interno dell'acqua per uso industriale • Tutela, monitoraggio e bonifica della qualità di acque superficiali, suolo e sottosuolo nelle aree circostanti gli impianti e i cantieri • Diminuzione della produzione di rifiuti • Aumento della percentuale di recupero dei rifiuti • Selezione qualificata dei fornitori di servizi di smaltimento • Utilizzo di sistemi informatici per la tracciabilità dei rifiuti
7. Comunicazione interna ed esterna	<ul style="list-style-type: none"> • Iniziative esterne: comunicazione con gli analisti; pubblicazione di contenuti su Salute, Sicurezza e Ambiente nel Bilancio consolidato; sito internet; Dichiarazioni Ambientali per i siti registrati EMAS; partecipazione a indici di sostenibilità • Coinvolgimento interno
8. Formazione e consapevolezza	<ul style="list-style-type: none"> • Iniziative e programmi di formazione
9. Contractor	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizzo di criteri di qualificazione e scelta dei fornitori basati sulle prestazioni di sicurezza e ambiente • Interventi di sensibilizzazione • Interventi organizzativi e procedurali
10. Sicurezza	<ul style="list-style-type: none"> • Prevenzione infortuni • Miglioramenti impiantistici • Interventi procedurali

Salute e sicurezza sul lavoro



Nel 2014 l'impegno economico complessivo per le attività di salute e sicurezza è stato di 59,1 milioni di euro, corrispondente a una spesa per dipendente di 16.436 euro.

Nel corso del 2014 non si sono verificati infortuni gravi o mortali a personale di Enel Green Power, mentre sono avvenuti due infortuni gravi⁽¹³⁾ a dipendenti di ditte appaltatrici. Dato questo contesto, il raggiungimento dell'obiettivo "Zero Infortuni" – che Enel Green Power condivide con tutto il Gruppo Enel – resta prioritario. Anche nel 2015, pertanto, le attività nell'ambito della valutazione dei rischi, della prevenzione e del monitoraggio, così come i programmi di sensibilizzazione rivolti al personale del Gruppo e delle ditte appaltatrici, resteranno di primario rilievo.

Valutazione, gestione e verifica

Le Direzioni Health, Safety, Environment & Quality locali effettuano la valutazione dei rischi per la sicurezza e per la sa-

lute dei lavoratori in ciascun impianto e attività, esaminando e valutando i pericoli che possono verificarsi e i possibili impatti sulle infrastrutture e sulle persone (inclusi fornitori, appaltatori e ospiti).

L'analisi di questi rischi consente di individuare misure di prevenzione, di stabilire i dispositivi di protezione (anche a livello individuale) da adottare, di definire le priorità d'intervento e di programmare le misure necessarie a garantire il miglioramento dei livelli di sicurezza nel tempo.

Nell'ambito della prevenzione, un'importante evoluzione è stata il lancio, nel 2014, del progetto "Design to Safety", che ha lo scopo di migliorare il livello di sicurezza nelle fasi di costruzione ed esercizio a partire dal disegno delle caratteristiche strutturali del cantiere o dell'impianto. Il coinvolgimento e l'attiva partecipazione della Funzione Health, Safety, Environment & Quality durante la fase di ingegneria assicura che la progettazione dell'impianto tenga conto delle esigenze di sicurezza, mentre la condivisione di "lesson learned" sui cantieri e gli impianti già avviati favorisce la diffusione di una "cultura della sicurezza" tra i Project Engineer. Nel 2014 è stato inoltre lanciato il progetto "Safety & Envi-

(13) Per "infortuni gravi" si intendono gli infortuni che determinano una prima prognosi maggiore di 30 giorni di calendario di inabilità al lavoro.

ronment in Procurement”, che prevede la somministrazione di un questionario per la valutazione delle performance in materia di salute, sicurezza e ambiente delle imprese appaltatrici invitate alle gare di appalto. Soltanto le imprese che dimostrano buoni livelli di performance vengono ammesse alla fase di aggiudicazione (si veda anche il paragrafo “Gestione dei fornitori”).

La verifica della corretta attuazione del Sistema di Gestione Integrato Qualità, Sicurezza e Ambiente a livello di Gruppo e l’adeguatezza delle azioni delle Direzioni locali per le tematiche specifiche avvengono attraverso un piano di audit interno definito su base triennale, che coinvolge tutti gli impianti e le realtà produttive di Enel Green Power. Le singole Direzioni locali predispongono, inoltre, piani di audit interni su base annuale per esigenze specifiche.

Condivisione delle informazioni e delle best practice

Gli eventi infortunistici e le relative cause, rilevati attraverso il sistema delle segnalazioni, sono oggetto di una costante attività di analisi e studio a partire dalla quale vengono definite iniziative di prevenzione e di condivisione delle informazioni e delle best practice.

In un’ottica di sinergia tra le diverse Aree e allo scopo di condividere informazioni ed eventuali soluzioni comuni, vengono diffusi a tutti i livelli report di dettaglio che descrivono gli eventi infortunistici e le situazioni che presentano elementi critici in termini di sicurezza. Tale condivisione riguarda anche gli appaltatori e i subappaltatori che operano nei cantieri e negli impianti: vengono infatti organizzati incontri periodici a livello centrale e di singole unità operative che illustrano gli standard di sicurezza per le diverse tipologie di attività e tecnologie e le best practice a livello di Gruppo Enel Green Power e Gruppo Enel.

A rafforzamento delle pratiche già in essere, nel 2014 è stata attivata la nuova intranet “HSE Knowledge Portal” che consente di condividere documenti, informazioni e notizie a tutti i livelli e in tutte le Aree di presenza. Il Knowledge Portal permette, infatti, di diffondere nel modo più efficace i report potenziando la diffusione di informazioni e buone pratiche rafforzando le sinergie possibili per l’applicazione di misure preventive e correttive simili a valle di eventi accaduti in Aree diverse.

Al fine di misurare l’efficacia delle iniziative di prevenzione vengono invece definiti KPI “leading” o “upstream”, che rispecchiano le attività di prevenzione che si auspica generino un effetto di riduzione degli infortuni (per es., numero di osservazioni “One Safety” nel periodo, piani di miglioramento individuati nei “Personalized One Safety” ecc.), e monitorati gli andamenti dei KPI definiti “downstream” (per es., numero di near miss in un dato periodo, indice di frequenza degli infortuni ecc.) che misurano i risultati ottenuti a valle dell’iniziativa.

Formazione e sensibilizzazione

In coerenza con l’obiettivo “Zero Infortuni”, condiviso con il Gruppo Enel, Enel Green Power considera la formazione come fondamentale strumento di prevenzione e leva di promozione di una cultura della sicurezza a tutti i livelli.

Sulla base di questo principio, ogni anno, il Gruppo progetta e attiva numerosi programmi e iniziative di sensibilizzazione rivolti sia ai propri collaboratori sia ai lavoratori delle imprese appaltatrici per promuovere l’adozione di comportamenti sicuri trasversalmente a tutte le attività aziendali.

Nel 2014, in particolare, è proseguito l’impegno di Enel Green Power nel programma “One Safety” del Gruppo Enel, che prevede un processo strutturato e sistematico di osservazione dei comportamenti sul lavoro del personale e degli appaltatori attraverso checklist distinte per tecnologia, con l’obiettivo di rinforzare i comportamenti corretti e correggere quelli a rischio. La condivisione con i lavoratori interni ed esterni dei motivi e dei risultati delle osservazioni, in un’ottica non “punitiva” ma costruttiva, rappresenta un elemento di forza del programma, che negli anni ha saputo instaurare un clima di collaborazione e favorire la consapevolezza a tutti i livelli dei rischi sul lavoro e di come prevenirli.

Evoluzioni del progetto “One Safety” sono rappresentate – nei diversi siti produttivi e cantieri – dai progetti “Personalized One Safety”, che prevede l’organizzazione di workshop periodici nei quali, attraverso l’uso di un video emozionale e di una discussione guidata e strutturata, si giunge alla definizione di piani d’azione condivisi, e “One Safety Contractor”, che vede il coinvolgimento delle ditte appaltatrici nel processo di osservazione dei comportamenti sul lavoro del proprio personale.

A questi programmi ‘sul campo’, si affiancano i programmi di formazione della Safety Academy, dedicata alla famiglia

professionale della Safety, che mirano a diffondere competenze tecniche, di natura motivazionale e di comunicazione, nonché ad accrescere la consapevolezza sulle caratteristiche individuali che possono influenzare i comportamenti, così da sviluppare un atteggiamento proattivo e autorevole rispetto al ruolo ricoperto.

Per i laureati neoassunti sono organizzati percorsi di formazione e attività differenziate a seconda della Funzione di appartenenza: per i nuovi collaboratori delle Funzioni tecnico/operative è previsto il programma "Sei mesi in Safety", che prevede, nei primi sei mesi di attività, un percorso di formazione sui temi della sicurezza con periodi di affiancamento operativo al personale del servizio di prevenzione e protezione, mentre per le Funzioni di Staff vi è l'analoga iniziativa "Involve yourself in Safety".

Nel corso del 2014, infine, si è dato un particolare risalto alla formazione su rischi emergenti quali la guida sicura (attraverso corsi di guida pratica su circuito), lo stress lavoro correlato (attraverso un piano di formazione personalizzato per manager, responsabili, gestori del personale e impiegati) e il tema della "Salute nei Paesi a rischio", attraverso incontri formativi dedicati ai "frequent travellers".

Cultura della sicurezza a tutti i livelli

Al fine di diffondere e condividere la cultura della sicurezza

non solo tra i lavoratori coinvolti in attività operative, ma tra tutti i dipendenti del Gruppo e tutti i soggetti che entrano in contatto con Enel Green Power, vengono realizzate numerose iniziative interne ed esterne di condivisione degli obiettivi e dei messaggi chiave sulla sicurezza.

A livello di Gruppo si tiene, ogni anno, la "International Health & Safety Week", in cui vengono realizzati in tutto il mondo incontri tematici, manifestazioni che coinvolgono i lavoratori e le loro famiglie, incontri con gli appaltatori e iniziative di sensibilizzazione a tutti i livelli. La sicurezza ha inoltre un ruolo di primo piano negli incontri di "Cascade", il processo 'a cascata' annuale di coinvolgimento interno per la condivisione degli obiettivi strategici dal vertice aziendale fino alle unità operative, in cui vengono diffusi messaggi sulla sicurezza e condivise le best practice di Gruppo.

A livello di unità operative vengono organizzati incontri periodici in cui si analizzano e discutono le performance ottenute e i trend degli indicatori di salute e sicurezza, in un'ottica di miglioramento continuo. Con le "Safety Walks", sopralluoghi sui siti Enel Green Power che vedono coinvolti i manager a vari livelli organizzativi, è rafforzato l'impegno del management verso la promozione della cultura della sicurezza attraverso il presidio individuale e il controllo sui comportamenti dei propri collaboratori e sullo stato delle attrezzature e degli impianti.

Incontri di condivisione sui temi generali e sulle pratiche di salute e sicurezza, infine, vengono tenuti periodicamente con i rappresentanti dei lavoratori e con le organizzazioni sindacali.

Ambiente

Gestione ambientale lungo la catena del valore

La valutazione degli impatti ambientali e della loro significatività, nonché la definizione delle misure di prevenzione/mitigazione da applicare, è sviluppata per ogni Direzione locale e – in coerenza con la politica aziendale di salute, sicurezza e ambiente – si basa su interventi distintivi in tutte le fasi del processo di sviluppo, costruzione e gestione degli impianti.

Nella fase di sviluppo dei nuovi progetti infrastrutturali, i possibili effetti del futuro impianto sull'ambiente sono analizzati attraverso le Valutazioni di Impatto Ambientale, richieste nell'ambito dei processi autorizzativi ed effettuate

in coerenza con le normative vigenti nei diversi Paesi. Tali indagini consentono di individuare e attivare misure di mitigazione fin dalla fase di progettazione e/o di valutare per tempo e in collaborazione con le autorità locali eventuali misure di compensazione.

Nel 2014 è stato inoltre avviato un gruppo di lavoro interfunzionale, "Design to Environment & Environmental Plan for Construction", mirato a garantire l'applicazione delle misure di salvaguardia ambientale nelle fasi di sviluppo e di permitting dei progetti. Il progetto ha previsto la predisposizione di template di sintesi che raccolgono in modo sistematico tutte le prescrizioni ambientali derivanti dalle autorizzazioni ricevute, dagli accordi bilaterali eventualmente sottoscritti, da norme di legge o da policy aziendali, allo scopo di fornir-

re ai progettisti e ai costruttori uno strumento codificato ed esaustivo di tutte le prescrizioni di conformità ambientale in fase di costruzione. La raccolta strutturata di queste informazioni è stata applicata a sei progetti pilota di diversa tecnologia in cui sono stati esplicitati, nelle istruzioni operative di progettazione, gli aspetti ambientali significativi connessi alla realizzazione dei diversi tipi di impianto.

Ulteriori misure di prevenzione sono individuate attraverso azioni di natura strategica come per esempio i requisiti di green procurement su alcuni gruppi merceologici, i criteri ambientali selettivi in fase di gara, gli standard ambientali definiti da Enel Green Power introdotti nei contratti con imprese appaltatrici (si veda anche il paragrafo "Gestione dei fornitori") e le scelte di approvvigionamento a "filiera corta"

che caratterizzano la generazione di energia da biomasse. In quest'ultimo ambito, Enel Green Power pianifica la fornitura di materie prime minimizzando gli impatti ambientali del trasporto e garantendo allo stesso tempo ai fornitori locali l'accesso a una nuova fonte di ricavi stabile e di lungo periodo.

Nella fase di costruzione, che rappresenta l'attività con il maggiore impatto per il contesto, l'impegno di Enel Green Power è di individuare il maggior numero possibile di interventi per prevenire e mitigare gli impatti del cantiere, anche collaborando con le imprese appaltatrici che vi operano. A questo scopo è stato implementato un Piano di prevenzione e mitigazione degli impatti ambientali che definisce misure a salvaguardia dell'ambiente su aspetti come, tra gli altri, le

Il cantiere sostenibile di San Pellegrino (Bergamo, Italia)

Realizzato agli inizi del Novecento, l'impianto idroelettrico di San Pellegrino è stato sottoposto, tra febbraio e agosto 2014, a un intervento di manutenzione straordinaria che ha previsto diversi interventi di adeguamento tecnologico e ambientale.

Nella conduzione dei lavori Enel Green Power ha sperimentato, per la prima volta in Italia, un modello di cantiere innovativo ed eco-compatibile: è infatti stata messa a punto una serie di azioni volte ad assicurare la sostenibilità delle attività di cantiere, quali per esempio la conversione dei macchinari all'utilizzo di olio lubrificante biodegradabile e l'utilizzo di vernici e di pavimentazioni eco-compatibili (con materiali provenienti dal territorio) per la ristrutturazione degli edifici. I lavori hanno previsto anche il contenimento delle aree di sedime degli edifici, l'incremento della percentuale di superficie drenante dei manti erbosi nelle aree di parcheggio e una forte attenzione al riciclo dei rifiuti prodotti.

Le emissioni di anidride carbonica legate al funzionamento delle macchine operatrici, degli automezzi e delle attrezzature, per un totale di oltre 180 tonnellate di CO₂, sono inoltre state compensate attraverso un processo di "neutralizzazione" della CO₂ che prevede la compensazione di tali emissioni tramite la partecipazione a progetti di Clean Development Mechanism (uno dei "meccanismi flessibili" per la riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo di Kyoto), realizzati in Paesi in via di sviluppo.

L'opera di ristrutturazione è stata accompagnata da interventi volti a creare un valore tangibile per la comunità locale. Un esempio di questo approccio è rappresentato dall'accordo – stipulato con l'amministrazione comunale – attraverso il quale Enel Green Power si è impegnata a cedere all'Istituto comprensivo di San Pellegrino Terme un impianto fotovoltaico da 15,5 kWp per la produzione di energia rinnovabile, in grado di soddisfare i bisogni della scuola e consentire il riutilizzo dei fondi risparmiati per progetti sociali. L'efficace diffusione delle informazioni sui benefici dell'opera ai cittadini è stato un altro caposaldo del progetto. Particolare attenzione, infine, è stata posta alla creazione di occupazione: al cantiere hanno infatti lavorato per oltre 28.800 ore 26 aziende locali.

emissioni atmosferiche, i rifiuti, gli scarichi e l'inquinamento acustico, e che pone chiari criteri di gestione agli appaltatori. L'obiettivo del Piano è stabilire meccanismi di monitoraggio e controllo delle performance ambientali all'interno dei cantieri tramite cui sviluppare programmi di miglioramento in collaborazione con fornitori e contractor, azioni di formazione e sensibilizzazione e meccanismi di coordinamento sempre più efficaci.

Nel 2014, inoltre, nel quadro della definizione degli strumenti operativi a supporto della diffusione dell'approccio di "Creating Shared Value" che caratterizza il modello di sostenibilità aziendale, è stato sviluppato un modello di "Cantiere sostenibile", che ha visto l'elaborazione di un catalogo di azioni volte alla riduzione e mitigazione degli impatti ambientali dei cantieri in una logica di potenziamento dell'efficienza ambientale, di minimizzazione degli impatti e di massimizzazione delle ricadute positive del cantiere sul territorio.

Il catalogo, ispirandosi alla norma UNI 1277 - Sostenibilità in edilizia, prevede misure di salvaguardia dell'ambiente, di utilizzo razionale delle risorse e di tutela del benessere, dell'igiene e della salute delle persone, declinate specificamente per ognuna delle tre fasi del ciclo di vita del cantiere (Fase Produttiva Fuori Opera, Fase Produttiva in Opera e Fase Funzionale). Tra le azioni identificate, sono previsti l'utilizzo di materiali non dannosi, la massimizzazione del riciclo, la riduzione dell'immissione di inquinanti, la tutela e la valorizzazione della diversità biologica, la riduzione dell'impatto paesaggistico, il recupero delle acque, della carta e del legno, la protezione da fonti di rumore e iniziative ricreative per il territorio. Dopo l'attuazione di un primo progetto pilota nell'impianto idroelettrico di San Pellegrino (Bergamo, Italia), il progetto è oggi attivo in tre cantieri, di cui due in Italia e uno in Messico (si veda il paragrafo "Il cantiere sostenibile di San Pellegrino (Bergamo, Italia)").

L'attenzione alla gestione degli impatti ambientali resta elevata anche durante l'esercizio degli impianti, attraverso il Sistema di Gestione Ambientale in essere in tutti i siti del Gruppo. In questo ambito, vengono definiti programmi di miglioramento in cui si identificano specifici interventi per la gestione e la mitigazione di tutti gli impatti significativi, dal contenimento e abbattimento delle emissioni in atmosfera alla gestione dei rifiuti, dalla tutela delle risorse idriche alla gestione delle emergenze ambientali.

Uno strumento per identificare le opportunità di miglioramento in materia ambientale e gli ambiti di azione prioritari è la metodologia MAPEC (Mapping of Environmental Compliance), che consente di mappare le principali aree di sviluppo della governance ambientale, applicata dal 2013

a tutto il perimetro di Enel Green Power. Tale metodologia consente di identificare, analizzare e mappare i potenziali rischi associati alla governance delle tematiche ambientali rispetto alla strategia, alla reputazione, alle risorse economiche del Gruppo e all'ambiente stesso attraverso:

- > la valutazione del rischio inerente, ossia della probabilità di accadimento di un evento critico e del suo relativo impatto, nell'ipotesi di assenza delle attività di controllo atte a mitigare il rischio stesso;
- > la valutazione del livello di controllo, inteso come misura dell'efficacia delle attività di gestione e controllo implementate specificamente per gestire o mitigare il rischio nel presente;
- > il calcolo del rischio residuo, individuato applicando al rischio inerente una riduzione data dal livello di controllo e quindi da considerarsi come proxy dell'esposizione al rischio.

Si valutano così situazioni critiche e opportunità di miglioramento in linea con le strategie aziendali.

Gli impatti ambientali significativi

Gli impatti ambientali più significativi delle attività di Enel Green Power variano a seconda della tipologia di impianto e della tecnologia utilizzata:

- > gli impianti eolici modificano il paesaggio, determinando un impatto visivo, e potrebbero interferire con le traiettorie di volo dell'avifauna;
- > gli impianti idroelettrici, che convogliano acqua da fiumi o laghi a volte anche a chilometri di distanza, provocano variazioni nella portata dell'alveo che possono influenzare la vita della fauna ittica;
- > nella geotermia, oltre alle modificazioni nel paesaggio, gli impatti ambientali più significativi sono le emissioni atmosferiche, le emissioni odorifere e il rumore;
- > l'utilizzo di pannelli fotovoltaici non comporta rischi o impatti sulla salute e sull'ambiente. L'unico aspetto che può essere considerato significativo riguarda l'impatto paesaggistico e l'utilizzo di terreno che potrebbe essere destinato ad altre funzioni;
- > negli impianti a biomassa gli impatti ambientali sono prevalentemente legati alle emissioni e all'approvvigionamento.

A tali impatti specifici si aggiungono alcuni impatti trasversali, come i consumi energetici, la produzione di rifiuti, i consumi idrici e l'inquinamento acustico derivante dai mac-

chinari di generazione presenti all'interno delle centrali. Per ognuno degli impatti esercitati, Enel Green Power predispone strategie di prevenzione e progetti e attività di mitigazione dedicati.

I consumi energetici sono legati – in modo trasversale rispetto alle diverse tecnologie – all'alimentazione degli impianti di generazione, tramite i quali si produce l'energia che viene immessa sul mercato. La strategia di riduzione dei consumi di energia, pertanto, prevede investimenti per aumentare l'efficienza delle attività, dalla produzione alla distribuzione, attraverso interventi di modernizzazione degli impianti, progetti di ottimizzazione delle opere di manutenzione e azioni di efficientamento dei processi per massimizzare l'efficienza operativa.

Enel Green Power promuove inoltre progetti di risparmio energetico sugli edifici e iniziative specifiche rivolte ai dipendenti. Esempi in questo senso sono, a livello di Gruppo, l'adozione di una policy di travel management volta a ridurre gli spostamenti attraverso un maggior uso delle tecnologie di teleconferenza e del telelavoro e, in Paesi come Italia, Brasile e Guatemala, di misure specifiche riguardanti la sostituzione delle lampade tradizionali con lampade al LED negli uffici, servizi sperimentali di car sharing e percorsi di sensibilizzazione per i dipendenti sul consumo responsabile dell'energia.

La produzione di rifiuti è principalmente connessa alla manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti e dei cantieri. L'azione di Enel Green Power in questo ambito si concentra sulla riduzione dei rifiuti prodotti, la corretta gestione dei depositi, la separazione tra rifiuti pericolosi e non pericolosi e la predisposizione di aree appositamente attrezzate scelte anche in base al loro basso impatto visivo. Sono inoltre implementate azioni preventive volte a evitare gli sversamenti di liquidi, le dispersioni di polveri e l'emissione di vapori nocivi e misure mirate a massimizzare la percentuale di rifiuti che vanno a recupero.

Inoltre, Enel Green Power si impegna a controllare l'intero processo di gestione dei rifiuti, incluse le parti terze, per garantirne la tracciabilità. In Italia, Enel Green Power ha infatti siglato un accordo con Green Nebula, fornitore di servizi cloud per la gestione delle autorizzazioni per il recupero e lo smaltimento dei rifiuti, per monitorare le autorizzazioni di tutti i fornitori. La gestione dei rifiuti è uno degli aspetti monitorati costantemente anche attraverso audit interni ed esterni e visite in campo.

Nella sfera dell'inquinamento acustico, particolarmente significativo per gli impianti eolici e idroelettrici, il corretto siting delle centrali, collocate a distanza da nuclei abitativi, contribuisce a contenere la significatività delle emissioni

sonore verso l'esterno. Eventuali interventi di mitigazione dell'impatto acustico sono realizzati, dove necessario, a partire da un'analisi approfondita della situazione esistente, tramite rilievi fonometrici specifici seguiti da proposte di insonorizzazione e analisi previsionali circa i risultati degli interventi di bonifica acustica ipotizzati.

In ambito di emissioni, Enel Green Power, oltre a monitorare costantemente la normativa in materia di gas serra e ad avere aderito, nel 2014, al mercato volontario delle riduzioni di emissioni, attua diversi strumenti di monitoraggio e di mitigazione specifici a seconda del tipo di emissione e di impianto interessato:

- > dagli impianti a biomassa, geotermici e di cogenerazione proviene la quasi totalità delle emissioni di CO₂ prodotte dal Gruppo, fatte salve le emissioni legate alle perforazioni geotermiche, ai gruppi elettrogeni installati e all'attività di gestione immobiliare e dei servizi nella generalità degli impianti;
- > gli impianti a biomassa producono inoltre emissioni solide quali particolato e idrocarburi incombusti. Le emissioni di particolato sono in genere le più rilevanti, mentre riguardo agli altri inquinanti i livelli dipendono dal tipo di combustibile usato, dall'impianto e dal modo in cui la biomassa viene bruciata;
- > negli impianti geotermici sono oggetto di misure specifiche anche le emissioni di idrogeno solforato (H₂S), per l'elevata sensibilità olfattiva che l'uomo manifesta nei suoi confronti anche a livelli di non tossicità, e il mercurio (Hg), per la sua elevata mobilità. In questo campo Enel Green Power ha brevettato un sistema di abbattimento denominato AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato), installato a partire dal 2003 in 28 dei 33 impianti geotermici. Per il 2015 si prevede il completamento dell'installazione su tutti gli impianti geotermici;
- > nella totalità degli impianti, Enel Green Power agisce per minimizzare le emissioni di SF₆, attraverso l'installazione di interruttori "SF₆ free" nelle apparecchiature elettriche di alta e media tensione, e per ridurre le emissioni di sostanze dannose per l'ozono (clorofluorocarburi, idroclo-rofluorocarburi, halon e metilbromuro).

I consumi di acqua industriale sono legati prevalentemente agli impianti di produzione a biomassa, di cogenerazione a biogas e, in misura minore, agli impianti geotermoelettrici. Enel Green Power attua una strategia di gestione integrata delle risorse idriche fondata sull'utilizzo efficiente delle risorse e la preservazione della qualità dell'acqua all'interno dei processi, il trattamento e la minimizzazione dei reflui, l'attento controllo delle perdite, la gestione responsabile delle portate dei fiumi e la gestione integrata dei bacini at-

traverso la misurazione della qualità delle acque. Dove necessario, si prevede l'applicazione di misure correttive per il miglioramento delle condizioni fisiche ed ecologiche dei bacini in coerenza con le specifiche esigenze del territorio in cui l'impianto è inserito.

Il Gruppo sta inoltre investendo in modo crescente sulla riduzione dei consumi di acqua nei processi produttivi, soprattutto durante la fase di progettazione degli impianti: in Italia, per esempio, è in costruzione un nuovo impianto a biomassa, "Finale Emilia", che disporrà di sistemi di condensazione d'aria al posto delle torri di raffreddamento a umido, principale fonte dei consumi idrici.

Enel Green Power ha avviato in Italia, infine, un progetto che prevede l'applicazione agli impianti di un sistema di trattamento dei fanghi di perforazione "Closed Loop", che, tramite un processo di centrifugazione e filtrazione dei fanghi, consente il recupero delle acque nel processo di produzione, con importanti benefici anche in termini di risparmio energetico, di riduzione dei rifiuti e delle emissioni connesse al trasporto degli stessi (si stimano circa 80 tonnellate di CO₂ equivalenti di emissioni evitate).

La tutela delle specie a rischio e la conservazione della biodiversità sono, infine, tra i principali obiettivi della politica ambientale del Gruppo Enel, che ha definito un Piano Strategico di Gruppo sul tema. In particolare, per quel che riguarda gli impianti eolici, fotovoltaici e idroelettrici la biodiversità è tra i fattori di valutazione e mitigazione fondamentali:

> negli impianti eolici vengono effettuati censimenti e azioni di monitoraggio "ante operam" sull'avifauna e la chiroterofauna, al fine di valutare le caratteristiche specifiche del

sito e stimare la compatibilità dell'impianto in relazione alla presenza di specie protette e/o di rotte migratorie. Tali osservazioni, nelle aree di maggiore sensibilità, vengono protratte fino alla fase di esercizio degli impianti;

> per gli impianti fotovoltaici lo strumento principale di prevenzione è il corretto "siting" delle centrali, per esempio presso aree degradate (cave abbandonate, discariche esaurite, siti contaminati ecc.);

> negli impianti idroelettrici Enel Green Power attua un'attenta progettazione delle opere e adotta specifiche modalità di monitoraggio e/o di esercizio. In particolare, ove possibile, sono realizzati canali e condotte di adduzione e scarico interrati (a tutela della fauna terrestre e anfibia) e opere di protezione sui canali di adduzione. L'impatto sulla biodiversità è inoltre mitigato tramite la realizzazione di scale o ascensori di risalita per i pesci e il rilascio in alveo del Deflusso Minimo Vitale. La realizzazione degli impianti è preceduta, quando opportuno, dal monitoraggio della qualità delle acque e dalla valutazione dello stato ecologico del fiume.

Al fine di potenziare ulteriormente le proprie azioni in termini di biodiversità, Enel Green Power promuove numerosi progetti in Italia e all'estero mirati al sostegno e alla conservazione degli ecosistemi e degli habitat naturali nelle zone in cui è presente, non solo come operatore industriale, ma anche come soggetto attivo nella vita sociale, culturale e ambientale del territorio (ulteriori dettagli sono disponibili sul sito www.enelgreenpower.com/it-IT/sustainability/csv/environment/biodiversity/).

Le nostre persone

Organizzazione

La struttura organizzativa di Enel Green Power è articolata in:

> **Funzioni di Line** (Business Development, Engineering & Construction e Operation & Maintenance), impegnate nello sviluppo, nella costruzione, nella messa in esercizio e nella manutenzione degli impianti;

> **Aree di Business**, a presidio dei mercati locali, che sviluppano e mantengono i rapporti con gli stakeholder e le istituzioni, garantiscono l'equilibrio economico-finanziario e gestiscono le attività legate alla generazione di energia nelle aree di competenza;

> **Funzioni di Staff e Service** volte a garantire la gestione dei processi centrali di governance e i servizi di supporto al business.

Nel corso del 2014 è stata effettuata una rivisitazione della struttura organizzativa al fine di ottimizzare l'operatività delle varie funzioni bilanciandone le sinergie, data anche la crescita delle dimensioni del Gruppo, della sua diversità e della sua complessità geografica.

In particolare, la Funzione Risk Management è stata integrata all'interno della Funzione Amministrazione, Finanza

e Controllo e le attività legate alla sostenibilità e all'innovazione sono confluite all'interno della nuova Funzione Innovation & Sustainability, con l'obiettivo di massimizzare l'integrazione dello sviluppo sostenibile nella catena di valore, promuovere l'utilizzo razionale delle risorse e diffondere modalità di community involvement coerenti con il modello di "Creating Shared Value" aziendale.

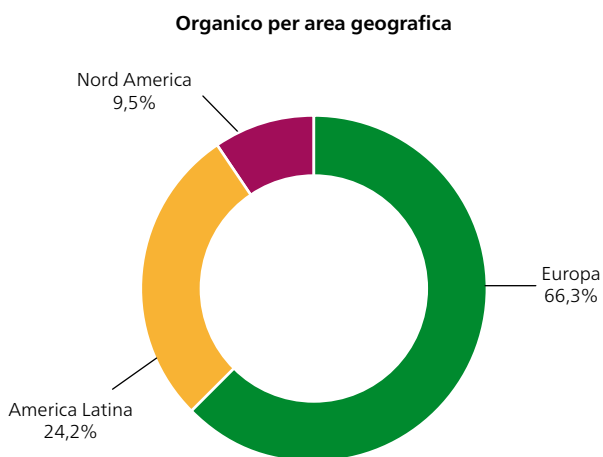
Nell'ambito delle Funzioni di Line, la Funzione Business Development è stata ulteriormente articolata con la costituzione delle aree Africa and Middle East e Asia Pacific.

Relativamente alle Aree di business, le principali modifiche hanno riguardato la ridefinizione del perimetro delle stesse; più in particolare è stata costituita l'area Europa, allocando al suo interno la sub-area Iberia che è stata scorporata dall'area America Latina (ex area Iberia e America Latina).

Inoltre è stata costituita la country Sudafrica la cui responsabilità è stata allocata nell'area Europa.

A fine anno il Gruppo ha inoltre portato a termine la cessione degli asset in Francia.

A seguito di questi cambiamenti, al 31 dicembre 2014 l'organico complessivo del Gruppo ammonta a 3.609 risorse, il 4,0% in più rispetto al 2013, di cui 1.972 in Italia e 1.637 nel perimetro estero.



Nel 2014 è stata effettuata, infine, una riorganizzazione delle famiglie professionali Safety, Ambiente e Qualità, Personale e Organizzazione, Operation & Maintenance e Business Development, finalizzata a completare l'integrazione tra funzioni centrali e Aree di business.

I cambiamenti descritti sono stati supportati da progetti organizzativi specifici, come "Global Professional System", che dal 2012 lavora alla creazione di cataloghi delle professioni mirati a definire un linguaggio comune per gestire e allineare i processi interni di selezione, valutazione, sviluppo, training e mobilità.

Nel corso del 2014 è continuato inoltre il perseguimento della strategia organizzativa "Organizzazione Transnazionale", mirata a identificare cambiamenti organizzativi a supporto del business per il raggiungimento di una maggiore flessibilità organizzativa, coerente con la natura multinazionale del Gruppo.

In questo mutato contesto, i programmi di mobilità internazionale dei dipendenti continuano a essere al centro delle priorità del Gruppo. Dopo avere definito, nel 2013, i criteri di gestione e le specifiche della mobilità internazionale e di selezione del personale, nel 2014 Enel Green Power ha visto un aumento nel numero di collaboratori in mobilità internazionale di lunga durata, passato da 57 a 71.

Sviluppo e formazione

Nel corso del 2014 Enel Green Power ha confermato il proprio impegno nei confronti dello sviluppo delle persone.

Grande attenzione è stata accordata alle attività di recruitment e selezione, orientate a valutare non solo le competenze tecnico-specialistiche dei candidati ma anche le loro caratteristiche personali e il potenziale impatto del loro inserimento in un'ottica di sviluppo e di raggiungimento degli obiettivi di performance delle diverse aree organizzative.

La formazione delle risorse interne ha rappresentato un altro ambito di azione chiave. Nel corso del 2014 sono state infatti erogate oltre 153.000 ore di formazione, per un totale di 42,6 ore di formazione per dipendente focalizzate sul rafforzamento delle competenze linguistiche e tecniche, sullo sviluppo di hard e soft skill e sulla promozione della salute e sicurezza. Su quest'ultimo tema è stato dato particolare rilievo a percorsi per i neoassunti, con l'organizzazione di programmi come "Involve yourself in Safety", che ha previsto un'introduzione al tema dell'integrazione della safety all'interno del business e l'elaborazione da parte dei partecipanti di un piano di azioni dedicato a chi lavora in una realtà di ufficio.

Al fine di potenziare la formazione sulle competenze distintive per manager e professional, Enel Green Power ha progettato e realizzato numerosi programmi personalizzati a partire dalle esigenze delle Funzioni di Staff, delle Funzioni di Line e delle Aree di business. Tra gli esempi è possibile citare:

- > per le Funzioni di Staff, il programma "Bridging the Gap" dedicato alle persone della Funzione Acquisti in tutti i Paesi, finalizzato a migliorare i flussi di comunicazione e l'integrazione delle attività tra le diverse Aree;

- > per la Funzione Business Development, il progetto internazionale "BD Planners empowerment: Bringing value from strategy to projects development", finalizzato al rafforzamento del ruolo e delle competenze tecnico-gestionali dei Planner;
- > per la Funzione Engineering & Construction il progetto internazionale "Think to Plan", per il potenziamento delle competenze di pianificazione e negoziazione dei Project Planner, il progetto "Execution Culture", focalizzato sulla diffusione degli strumenti di project management, e l'evento internazionale "Team building E&C Wind Design", finalizzato a chiarire il contesto organizzativo, gli obiettivi e gli scenari di sviluppo dell'unità Wind Design;
- > per la Funzione Operation & Maintenance, il workshop internazionale "Improving together!", finalizzato a facilitare la condivisione della Vision Globale dell'unità di Wind Operational Efficiency e a fornire modelli e strumenti di change management, e il progetto "Green Car", rivolto ai Capi Unità Territoriali italiani con l'obiettivo di favorire lo sviluppo delle capacità di leadership e di gestione dei team;
- > per l'area Europa, l'iniziativa "EGP Europe: Creating a story of challenges and integration" per potenziare la collaborazione tra i dipendenti dell'Area e favorire l'integrazione dei nuovi Paesi.

Enel Green Power garantisce inoltre ai propri dipendenti l'opportunità di accedere a percorsi di accompagnamento nei momenti più delicati della propria vita lavorativa, come l'assunzione e il cambio di ruolo. Esempi di tali programmi sono il progetto "Junior Enel Training", per il personale neoassunto, e il corso "Training for New Supervisors", rivolto ai dipendenti che – per la prima volta – sono chiamati ad assumere responsabilità di gestione di altre risorse e che fornisce strumenti per il potenziamento delle capacità di gestione dei team.

Nel 2014, inoltre, particolare attenzione è stata dedicata al tema dei sistemi di valutazione. È stato infatti adottato uno strumento globale che accosta la valutazione oggettiva dei risultati raggiunti rispetto agli obiettivi (Objective Performance Review - OPR) alla valutazione dell'allineamento al modello di leadership aziendale (Behaviour Performance Review - BPR). Tramite questo sotto-processo, i singoli responsabili valutano i propri collaboratori diretti e sono a loro volta valutati attraverso un sistema di valutazione a 360 gradi. Il programma ha coinvolto circa 115 persone, con impatti sul sistema di remunerazione variabile per i collaboratori per i quali fosse previsto un sistema di Management By Objectives.

Nel corso dell'anno è stato inoltre implementato un programma di sviluppo dedicato al bacino delle risorse considerate come ad alto potenziale (high potential). Ai partecipanti è stato infatti assegnato un mentore tra i manager Enel Green Power, con l'obiettivo specifico di facilitare la diffusione di una cultura aziendale orientata al risultato, alla responsabilità e al cambiamento.

Diverse iniziative di ascolto dei collaboratori sono state lanciate nei Paesi dell'Area di business "America Latina", in particolare in Brasile, Messico e Cile. In Brasile, per esempio, è stata condotta un'indagine volta a misurare la percezione dei dipendenti sulla qualità dell'ambiente di lavoro e sulle modalità di gestione del personale, per giungere a un indicatore di benessere complessivo. Sulla base dei risultati ottenuti Enel Green Power Brazil è stata inserita nella lista dei 150 migliori datori di lavoro del Paese. Tali iniziative di ascolto sono state occasione per valutare l'efficacia di policy e procedure interne e per dare risposta ai dipendenti sulle questioni per loro più rilevanti.

Enel Green Power ha infine dedicato importanti energie nel 2014 per l'implementazione di alcune iniziative di gender diversity, come per esempio "Mamme in Equilibrio". Il progetto – attivato anche per il 2015 – è volto a favorire il reinserimento in azienda delle "neomamme" anche attraverso la riformulazione del piano di sviluppo personale in un'ottica di empowerment, la condivisione di esperienze tra colleghe e il supporto nella conciliazione tra vita privata e lavorativa.

Relazioni industriali

Nel rispetto delle convenzioni internazionali, delle legislazioni nazionali e degli accordi bilaterali sottoscritti a livello di Gruppo Enel (come il Global Framework Agreement siglato nel 2013), Enel Green Power riconosce il diritto dei propri dipendenti a costituire o prendere parte a organizzazioni sindacali per la tutela dei propri interessi, e di essere rappresentati da organismi sindacali o da altre forme di rappresentanza. Il Gruppo riconosce altresì il diritto di negoziazione per la stipula di un contratto collettivo, secondo quanto previsto dalla legislazione applicabile nei Paesi in cui opera, e, in caso di decisioni aziendali con impatti sul personale quali modifiche organizzative, scorpori, acquisizioni o cessioni di asset, provvede a informare per tempo le organizzazioni sindacali al fine di gestire con il necessario anticipo i possibili effetti del cambiamento sui rapporti di lavoro.

Sulla base di questi principi, nel 2014 Enel Green Power ha sottoscritto nuovi contratti collettivi e/o rinegoziato le condizioni contrattuali vigenti in Paesi come Messico, Romania, Brasile e Italia, attraverso accordi che hanno spesso garantito ai lavoratori condizioni migliori rispetto a quelle previste dalle normative vigenti e, al contempo, favorito più efficaci modalità di organizzazione del lavoro e della produzione. Anche nelle situazioni più complesse, quali la cessione di Enel Green Power France e la gestione del turnover in Italia, il Gruppo ha promosso un approccio di consultazione e dialogo continuativo con le rappresentanze sindacali e dei lavoratori che ne ha consentito una gestione responsabile. In tema di lotta alle discriminazioni e rispetto dei diritti umani, in linea con quanto disposto dalle principali Convenzioni dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro, Enel Green Power esclude qualsiasi forma di discriminazione politica, religiosa, razziale, di etnia, di lingua, di sesso, di età, di orientamento sessuale, così come ogni discriminazione sociale o

basata sulle convinzioni personali o sull'appartenenza sindacale.

Il Gruppo, inoltre, si impegna a non impiegare persone di età inferiore a quella stabilita per l'avviamento al lavoro dalle normative del luogo in cui la prestazione lavorativa è eseguita, e a non instaurare o mantenere rapporti con fornitori che impieghino lavoro minorile o che siano stati oggetto di censura da parte di organismi internazionali.

Particolarmente significativo, in quest'ultimo ambito, è il **Programma Ombudsman** – attivo in Brasile e in via di attivazione in Uruguay – **che ha l'obiettivo di garantire a tutti i lavoratori delle ditte appaltatrici che operano nel Paese la possibilità di segnalare eventuali problemi che riguardino il rapporto con il proprio datore di lavoro o il rispetto della propria dignità**. Completata la progettazione, si sta ora lavorando sul piano della comunicazione che darà concreto avvio all'iniziativa.

Gestione dei fornitori

Enel Green Power si riferisce, nella conduzione degli affari e nella gestione dei rapporti con i propri fornitori, ai principi contenuti nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione, nel Modello Organizzativo e Gestionale 231/2001 e nella Policy sui Diritti Umani. **Il Gruppo fornisce un'informativa precisa sui principi e le norme interne che disciplinano l'operato aziendale e prevede che i propri fornitori si ispirino agli stessi valori nella gestione delle attività e dei rapporti con i propri interlocutori. Inoltre, criteri di sostenibilità specifici sono previsti nell'ambito delle procedure di qualificazione, delle scelte di approvvigionamento, delle clausole contrattuali e delle modalità di verifica dell'operato dei fornitori.**

Il sistema di qualificazione prevede l'accurata valutazione delle imprese che intendono partecipare alle procedure di approvvigionamento sulla base della presentazione di una serie di documenti (autocertificazioni circa il possesso dei requisiti di ordine generale, bilanci, certificazioni ecc.) e dell'adesione ai principi espressi dal Codice Etico, dalla Policy sui Diritti Umani, dal Piano Tolleranza Zero alla Corruzione e dal Modello Organizzativo e Gestionale 231/2001, con specifico richiamo all'assenza di conflitto d'interessi anche potenziale. Requisiti importanti nel processo di qualificazione sono anche il rispetto dell'ambiente e la tutela della salute e della sicurezza dei dipendenti. Per le categorie merceologiche a

impatto ambientale, in particolare, è richiesta l'attuazione di un Sistema di Gestione Ambientale conforme alla norma ISO 14001. Tale richiesta verrà estesa gradualmente a tutti i comparti significativi.

Con riguardo alle forniture sottoposte a gara, Enel Green Power ha introdotto una metodologia di valutazione delle performance delle imprese appaltatrici in ambito Sicurezza e Ambiente basato sulla somministrazione, in fase preliminare, di un questionario focalizzato sulle capacità di gestione e sui trend infortunistici storici delle imprese e su successive interviste di approfondimento e verifica di quanto dichiarato nel questionario (progetto "Safety & Environment in Procurement"). In base alle risposte date vengono selezionati i fornitori da ammettere alle successive fasi di gara, mentre le imprese che non dimostrano sufficienti requisiti vengono escluse. Inoltre, sempre in fase preliminare, viene inviato il documento "HSE Requirements", contenente requisiti e indicazioni definiti da Enel Green Power in materia di salute, sicurezza e ambiente, che costituiscono parte integrante del contratto e sono da rispettare durante tutte le fasi del cantiere. Appaltatori e subappaltatori utilizzano tali informazioni per sviluppare una documentazione adeguata, valutare i costi delle misure di salute e sicurezza, mantenere un cantiere sicuro e pulito, promuovere le migliori pratiche nella gestione ambientale.

Per tutti i gruppi merceologici dei lavori da affidare in appalto, infine, i fornitori sono valutati in relazione all'Indice di Sicurezza, che considera in particolare la struttura organizzativa del fornitore destinata al rispetto delle relative norme e alla sorveglianza.

In materia di scelte di approvvigionamento, Enel Green Power ha predisposto un piano di Green Procurement che stabilisce specifici requisiti ambientali per alcune categorie merceologiche, prevedendo l'approvvigionamento di prodotti e servizi più attenti all'ambiente rispetto ad altri utilizzabili allo stesso scopo. Tale attenzione alla tutela ambientale si riflette anche nelle scelte effettuate a monte delle proprie attività, per esempio nell'evitare l'utilizzo di pannelli fotovoltaici contenenti sostanze tossiche come il telloruro di cadmio, e a valle, per esempio avendo previsto il tema dello smaltimento dei pannelli fotovoltaici nei propri processi. Nel 2014, per il perimetro Italia, l'aggiudicato e il contrattualizzato "Green" ammontano a oltre il 45%.

Le clausole contrattuali sono un altro strumento fondamentale per promuovere la sostenibilità nella catena di fornitura. Le clausole applicate includono:

- > la clausola "Global Compact", che impegna il fornitore a rispettare i principi del Global Compact in materia di diritti umani, lavoro, tutela ambientale e contrasto alla corruzione, e a orientare ogni sua attività, eseguita da personale proprio o da subappaltatori, al loro rispetto;
- > la clausola Anticorruzione, che richiede al fornitore di prendere atto degli impegni assunti da Enel in materia di contrasto alla corruzione e di assumere l'obbligo a non ricorrere a nessuna promessa, offerta o richiesta di pagamento illecito nell'esecuzione del contratto nell'interesse di Enel e/o a beneficio dei suoi dipendenti, pena la possibilità per il Gruppo di risolvere il contratto e di richiedere un risarcimento dei danni;
- > le clausole contrattuali in tema di rispetto dei diritti umani, incluse in tutti i contratti di appalto e relativi a servizi, che prevedono il divieto di ricorso al lavoro minorile e al lavoro forzato, la libertà di sindacato e di associazione, il divieto di discriminazione e il rispetto degli obblighi di sicurezza e tutela ambientale da parte dei fornitori;

- > per i contratti stipulati in Italia, il richiamo al Protocollo di Legalità, che impegna il fornitore al rispetto delle disposizioni del Protocollo quadro stipulato da Enel con il Ministero dell'Interno italiano contro le infiltrazioni della criminalità organizzata e per la tutela della legalità;
- > le clausole contrattuali in tema di salute e sicurezza dei lavoratori che prevedono "Sanzioni per la violazione della normativa in materia di tutela della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro". A fronte di ciascuna inadempienza dell'appaltatore in materia di tutela della salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, il Gruppo Enel ha la facoltà di applicare, dandone comunicazione all'appaltatore, una sanzione pecuniaria in base alla gravità della violazione. Qualora le inadempienze cagionino infortuni sul lavoro o comunque danni a persone, il Gruppo Enel si riserva, a suo insindacabile giudizio, di applicare sanzioni più restrittive.

Allo scopo di verificare il rispetto da parte di fornitori e appaltatori degli specifici obblighi etico-sociali, il Gruppo si riserva la facoltà di effettuare controlli presso le unità produttive e le sedi operative degli stessi, nonché presso gli impianti in cui si svolge il lavoro/servizio. Tali controlli vengono effettuati dalle Funzioni di Linea con il supporto della Funzione Audit.

È inoltre applicato un sistema di misurazione delle prestazioni dei fornitori e della qualità dei prodotti acquistati (Vendor Rating), che si applica a tutte le imprese che operano con Enel Green Power in determinate categorie merceologiche. Il sistema fornisce un punteggio complessivo sulla performance del fornitore in termini di qualità del prodotto/servizio/opera offerti e delle modalità di fornitura nell'arco temporale prestabilito. Nella costruzione dell'indicatore vengono valutati la qualità dei beni/lavori/servizi forniti, la puntualità, aspetti relativi alla tutela della sicurezza e dell'ambiente e la correttezza in fase pre-contrattuale ed esecutiva, con particolare riferimento alle misure adottate per prevenire la corruzione e la violazione dei diritti umani.

Relazione responsabile con le comunità

Nelle sue relazioni con le comunità, Enel Green Power mira alla costruzione di rapporti di lungo periodo improntati alla trasparenza e alla creazione di benefici tangibili per i territori e per l'azienda stessa, in un'ottica di creazione di valore condiviso.

In tutti i Paesi in cui Enel Green Power è presente, pertanto, l'interazione continuativa con gli stakeholder è un elemento portante della strategia di crescita e sviluppo aziendale: attraverso iniziative di ascolto mirate agli stakeholder di ciascun progetto o sito, il Gruppo identifica i bisogni locali al fine di delineare misure concrete, volte sia ad anticipare e risolvere a monte questioni di potenziale conflitto sia a contribuire sul lungo periodo allo sviluppo socio-economico della comunità e alla conservazione del patrimonio naturale, attraverso iniziative modellate sulle potenzialità e le necessità del territorio.

Esempi in questo senso sono rappresentati dal programma "EGP listens to you" in Messico – comitati locali cui partecipano l'azienda, le istituzioni locali e la comunità, che realizzano interviste e survey per raccogliere richieste e proposte tra cui selezionare i progetti da realizzare sul territorio –, dal piano

di cooperazione ventennale siglato in Guatemala con le comunità che vivono nelle vicinanze dell'impianto di Palo Viejo, e dai gruppi di lavoro costituiti in Costa Rica per individuare e mettere a punto piani di sviluppo congiunti la cui implementazione è monitorata dalla stessa comunità. Esempi ulteriori sono il piano di engagement realizzato nell'area dell'impianto eolico di Karistos (Grecia) – che ha previsto la realizzazione di una survey e di alcune interviste mirate a raccogliere le percezioni degli abitanti dell'area sugli investimenti eolici, le loro aspettative nei confronti del Gruppo e le loro necessità in campo sociale, economico, educativo e ambientale – e, in Brasile, dal progetto "Mobile Ombudsman", che fornisce alle comunità isolate residenti in prossimità dei siti un canale dedicato per comunicare con Enel Green Power.

Particolare attenzione è posta, inoltre, al rispetto e alla tutela dei diritti delle popolazioni indigene che abitano in territori interessati da progetti e attività del Gruppo, con le quali vengono impostati processi di consultazione in linea con le normative nazionali e con i più elevati standard internazionali in materia, come la Convenzione 169 dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro.

"Creating Shared Value" in Sudafrica

L'ingresso di Enel Green Power in Sudafrica, nel 2013, ha rappresentato un importante terreno di applicazione del modello di "Creating Shared Value" fin dai suoi primi elementi. Il Sudafrica, infatti, è un Paese 'maturo' nella considerazione degli aspetti di sostenibilità nei processi di gara, con particolare riferimento all'inclusione sociale, all'empowerment e alla creazione di opportunità per la popolazione.

Enel Green Power ha applicato il proprio modello di "Creating Shared Value" a partire dall'analisi del contesto sociale, economico e ambientale, prima a livello Paese e poi a livello regionale e locale. L'intersezione tra le tematiche più rilevanti per il territorio e quelle con maggiore influenza sulle strategie del Gruppo ha portato a individuare gli ambiti su cui focalizzare gli interventi a beneficio delle comunità impattate dai progetti. Questa analisi ha consentito al team di definire progetti e azioni capaci di creare un beneficio concreto per le comunità in coerenza con gli obiettivi aziendali nell'area.



L'individuazione delle priorità del territorio a partire dall'ascolto e dall'analisi dei bisogni è rafforzata anche da strumenti di lavoro *ad hoc*, definiti nell'ambito del modello di "Creating Shared Value" aziendale. In Grecia, per esempio, in concomitanza con la redazione del piano di creazione di valore condiviso per l'impianto di Kafireas, è stata realizzata un'analisi di materialità a livello locale che ha consentito di identificare le tematiche più importanti per gli stakeholder e per Enel Green Power, orientando così le azioni su tali ambiti. In Spagna, Portogallo, Cile, Perù e Colombia, invece, vengono portati avanti con istituti locali specializzati studi volti a evidenziare e a monitorare nel tempo le principali esigenze socio-economiche del territorio.

Nel processo di analisi dei bisogni, costruzione delle relazioni con la comunità e gestione e monitoraggio dei progetti, un ruolo importante è giocato anche dalla collaborazione con ONG, Fondazioni, aziende, lavoratori e manager locali. Tali attori – conoscendo a fondo il territorio – sono in grado di presentarsi da subito come partner credibili e affidabili, e rappresentano pertanto intermediari indispensabili per contribuire a costruire un dialogo positivo con le comunità. La corretta implementazione dei piani periodici, il monitoraggio delle azioni e l'aggiornamento dei progetti in corso, in corrispondenza dei naturali mutamenti delle esigenze delle comunità, infine, sono prioritari in tutti i Paesi di presenza di Enel Green Power.

Principali progetti e iniziative

Enel Green Power progetta, implementa e monitora iniziative nei campi dell'accesso all'energia, dello sviluppo locale e del supporto alla comunità, privilegiando, in questi ambiti, interventi sistemici che forniscano nuovi strumenti di azione alle popolazioni coinvolte e facilitino così cambiamenti durevoli. Complessivamente, nel 2014, Enel Green Power ha destinato oltre 4,5 milioni di euro a progetti e iniziative rivolti alle comunità di riferimento, la maggior parte impiegati in programmi di sviluppo di medio-lungo termine.

Questo approccio si sostanzia, *in primis*, nella realizzazione di progetti trasversali sui temi legati al core business dell'azienda, come l'accesso all'energia. Per esempio, la partnership con la ONG indiana Barefoot College, nel qua-

dro del più ampio programma del Gruppo Enel "Enabling Electricity", è un esempio di creazione di sviluppo concreto e misurabile che prosegue dal 2012. Il progetto ha coinvolto complessivamente 39 donne semianalfabete provenienti da villaggi isolati, poveri e senza accesso all'elettricità in Perù, Cile, Guatemala, Messico, Colombia, El Salvador, Brasile, Ecuador e Panama. Queste donne hanno trascorso un periodo di sei mesi nel nord dell'India, presso il Barefoot College, per imparare a installare e mantenere piccoli impianti fotovoltaici e diventare così tecnici solari, per poi tornare nel proprio luogo di origine e portare, grazie ai kit fotovoltaici messi a disposizione da Enel Green Power, luce, sviluppo e lavoro nei loro territori di provenienza. Dall'avvio nel 2012 il progetto ha coinvolto 41 comunità con la collaborazione di 10 ONG locali, con impatti su oltre 19.000 persone che hanno beneficiato dell'opera di elettrificazione promossa dal progetto.

Sempre nell'ambito dell'accesso all'energia, nel 2014 Enel Green Power ha sviluppato un nuovo impianto ibrido (fotovoltaico, mini-eolico e di cogenerazione) che garantirà agli abitanti della comunità isolata di Ollagüe (Cile) energia elettrica pulita e continuativa. Il progetto – realizzato con la collaborazione dell'Università del Cile e con il supporto del Governo locale – ha previsto l'introduzione di diverse soluzioni innovative per rispondere ai vincoli strutturali dell'area in termini di altitudine (la cittadina si trova a 3.600 metri) e sbalzi di temperatura. Una volta completato, l'impianto sarà ceduto al municipio di Ollagüe: due delle "solar engineers" formate attraverso il progetto Barefoot College si occuperanno della manutenzione base, mentre Enel Green Power si incaricherà di ottimizzarne la performance e di sperimentare nuove soluzioni che integrino altre tecnologie rinnovabili e l'accumulo di energia.

Enel Green Power, inoltre, promuove – spesso con il supporto di ONG locali – lo sviluppo socio-economico nei Paesi in cui è presente attraverso progetti specifici modellati sulle potenzialità e peculiarità del territorio, che riguardano temi quali la creazione di nuova occupazione, la promozione dell'imprenditorialità, il trasferimento di competenze alla popolazione e lo sviluppo infrastrutturale.

Esempi in questi ambiti sono costituiti dal programma "Una Mano Para la Vida" in Messico, per la promozione, anche tramite il lancio di un sito web dedicato, delle attività di artigianato locali basate sul riutilizzo degli scarti di alcuni prodotti tipici dell'area di San Luis Potosí (in particolare cactus, agave

ed escamoles⁽¹⁴⁾) e, in Cile, dal progetto per lo sviluppo agricolo di sette comunità indigene Mapuche residenti nell'area dell'impianto idroelettrico di Pullinque, implementato dal 2008 in collaborazione con la ONG Agraria.

L'approccio del Gruppo allo sviluppo economico e imprenditoriale del territorio è inoltre esemplificato dalla riprogettazione dell'economia peschiera locale nell'area di San Juan de Marcona (Nazca, Perù), dove si stanno realizzando interventi di formazione sulla sicurezza e primo soccorso nelle attività di pesca, installazione di nuove tecnologie nella catena produttiva dei pescatori di alghe e azioni di capacity building per la loro gestione. Per le attività già realizzate, è in corso il monitoraggio degli indicatori di performance da cui determinare il valore generato per la società, utilizzando come indice di riferimento il Social Return on Investment. L'attività oggetto di valutazione riguarda i corsi sulla sicurezza nella pesca in apnea, i cui benefici si misureranno non solo in termini di diminuzione di infermità permanenti o decessi evitati, ma anche di valore generato nelle prestazioni di soccorso alla popolazione da parte dei pescatori formati. Un altro esempio significativo è l'insieme di interventi che sono stati pianificati nell'area di Apiacás, impianto idroelettrico in costruzione nella regione del Mato Grosso (Brasile). Tali interventi includono la costruzione di un vivaio per la conservazione e il recupero dell'ecosistema locale, il riciclo della legna derivante dalle opere di deforestazione per costruire strutture a servizio della comunità, corsi di alfabetizzazione e training professionalizzanti per accrescere le opportunità di accesso al lavoro, e training specifici per le pubbliche amministrazioni nell'ambito della gestione dei fondi e dello sviluppo di infrastrutture. L'individuazione di questi interventi è nata da un'analisi sistematica delle esigenze della comunità, da un lato, e dalla valutazione di benefici diretti per il progetto, dall'altro. Per esempio, la costruzione del vivaio porterà alla comunità il beneficio di avere una banca di sementi autoctone con cui poter mantenere l'ecosistema amazzonico, e al contempo consentirà lo sviluppo, da queste sementi, di piante che saranno pronte all'interramento al momento della costruzione, e potranno quindi essere utilizzate per la riforestazione dell'area assicurando un controllo diretto, da parte dell'azienda, sulla loro qualità e sugli impatti del processo.

Nel nord del Cile, infine, presso il parco eolico di Valle de los Vientos, è stato sviluppato un programma che ha visto, da un lato, il riutilizzo dei pallet di imballaggio dei componen-

ti dell'impianto, che sarebbero stati avviati a smaltimento, per la costruzione di una sala espositiva presso il Centro di Interpretazione del Deserto; dall'altro, il coinvolgimento di tre abitanti di Toconce, villaggio situato nei pressi dell'impianto, in un programma di formazione di due mesi sulla eco-falegnameria. In questo modo si sono al contempo ridotti i rifiuti prodotti nella fase di costruzione e create competenze professionali che potranno essere riapplicate in altri contesti.

Nel campo del supporto alle comunità, Enel Green Power è impegnata in diversi programmi di promozione dell'istruzione, di aiuto alle famiglie in difficoltà e di sostegno di iniziative socio-culturali e ricreative sul territorio. Tra i progetti più significativi portati avanti in questo ambito – oltre a diversi programmi di borse di studio in Paesi come Cile, Guatemala, Costa Rica e Panama – si distinguono il programma "E2@MIT", partnership tra Enel Green Power North America e il Massachusetts Institute of Technology per l'organizzazione di una summer school per studenti di scuola secondaria in tema di energie rinnovabili, e il progetto "Ubuntu" che, in Sudafrica, promuove l'istruzione attraverso un supporto continuativo ai ragazzi sia per le spese scolastiche sia in ambito sanitario e di supporto alla famiglia.

Numerose iniziative, inoltre, sono volte a promuovere la cultura delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e di un uso consapevole dell'energia. In diversi Paesi, per esempio, ogni anno si svolge "PlayEnergy", concorso promosso dal Gruppo Enel e rivolto alle scuole primarie e secondarie, che coinvolge studenti, famiglie e insegnanti in un percorso educativo-ludico sui temi dell'energia, tramite momenti didattici, visite guidate alle centrali, quiz e attività a tema. Rivolto ai figli dei dipendenti è invece il concorso "We are Energy", anch'esso volto a far conoscere i temi dell'energia, delle risorse e della sostenibilità, che nel 2014 ha coinvolto 274 ragazzi da 16 Paesi.

Ogni anno, inoltre, Enel Green Power, attraverso iniziative come "Centrali Aperte" e "Natura e Territorio", apre i propri impianti a visite guidate volte a far conoscere il funzionamento delle diverse tecnologie; nel 2014, grazie a queste iniziative, oltre 255.000 persone hanno potuto visitare gli impianti Enel Green Power.

Il Gruppo infine promuove diverse iniziative volte a supportare la ricerca scientifica, la promozione della cultura e la valorizzazione del territorio. Esempi in questo senso sono rappresentati dal progetto "Sulle tracce dei ghiacciai" – studio

(14) Larve di formica che rappresentano un alimento molto apprezzato nel Paese.

multidisciplinare sugli effetti dei cambiamenti climatici sui ghiacciai, realizzato attraverso spedizioni sui grandi ghiacciai dell'Alaska, del Caucaso e del Karakorum e la comparazione fotografica –, e dal programma culturale "The Hidden Treasures of Rome" per lo studio, la conservazione e la valorizzazione del patrimonio artistico dei Musei Capitolini (in collabo-

razione con alcune università americane). Enel Green Power, inoltre, collabora con alcuni atenei italiani contribuendo all'offerta didattica di master universitari con interventi sui temi del reporting, della sostenibilità e della creazione di valore condiviso, e supporta studenti universitari nel completamento della loro tesi di laurea su queste materie.

I principali progetti del 2014



SUPPORTO ALLE COMUNITÀ

Educational

Borse di studio per studenti meritevoli che necessitano di sostegno economico per il proseguimento degli studi primari, secondari e universitari
Costa Rica | Guatemala | Panama | Cile

Campagna di sicurezza stradale
Brasile

Collaborazione con la municipalità di Torres Vedras per la produzione di sei video sull'efficienza energetica
Portogallo

Centrali Aperte: visite guidate alle centrali di Enel Green Power
Portogallo | Italia | Francia

E2@MIT: accordo con il MIT di Boston per il supporto all'organizzazione di una summer school per studenti di scuola secondaria in tema di energie rinnovabili
USA

Organizzazione di seminari sul cambiamento climatico nelle scuole dell'area di Doñana organizzati con la Fondazione Doñana 21
Spagna

Organizzazione di visite scolastiche negli impianti del Gruppo
Spagna

Progetti educativi in tema di energia rinnovabile nei diversi siti Enel Green Power
Brasile

Programma di supporto alla corretta alimentazione nelle scuole
Costa Rica

PlayEnergy: concorso rivolto alle scuole primarie e secondarie che coinvolge studenti, famiglie e insegnanti in un percorso educativo-ludico sui temi dell'energia
Italia | Grecia | Brasile | Cile | Panama
Guatemala | Costa Rica

Say No to bullying!: campo scuola per ragazzi focalizzato sul problema del bullismo
Costa Rica | Guatemala | Panama

Ubuntu: programma di supporto integrato all'istruzione in termini di spese scolastiche, sanità e supporto alla famiglia
Sudafrica

We are Energy: concorso rivolto ai figli dei dipendenti sui temi dell'energia, del risparmio delle risorse e della sostenibilità
Italia | Grecia | Francia | Spagna
Portogallo | Bulgaria | Brasile | Uruguay
Cile | El Salvador | Messico | Panama
Guatemala | Costa Rica | USA | Canada

Promozione della cultura

The Hidden Treasures of Rome: partnership con alcune università americane per lo studio e la conservazione del patrimonio artistico dei Musei Capitolini
USA

Il tesoro della cultura: supporto al festival del "reisado", celebrazione tradizionale locale
Brasile

Supporto alle famiglie

Family Day: giornata di socializzazione tra i dipendenti e le loro famiglie negli impianti del Gruppo
Romania | Spagna

Programma Energo: supporto a gruppi sociali svantaggiati
Grecia



BIODIVERSITÀ

Valorizzazione del territorio, anche attraverso il ripristino di sentieri per l'osservazione della flora e della fauna locali, integrati con gli impianti del Gruppo
Spagna | Italia

Smithsonian Agreement: collaborazione con Smithsonian Institute per la ricerca scientifica sulla flora e la fauna tropicale nella riserva di Fortuna
Panama

Sulle tracce dei ghiacciai: progetto multidisciplinare sugli effetti dei cambiamenti climatici sui più grandi ghiacciai montani della Terra
Italia

Supporto allo studio sugli orsi bruni della regione di Castilla y León, condotto dalla Fondazione Oso Pardo
Spagna



SVILUPPO SOCIO-ECONOMICO DELLE COMUNITÀ

Sostegno alle attività imprenditoriali nella comunità

Attività volte a promuovere il coinvolgimento di fornitori locali nei lavori di manutenzione degli impianti, anche attraverso bandi di gara
Romania

Insieme di interventi volti a favorire lo sviluppo socio-economico dell'area di Apiacás in campo agricolo, ambientale ed educativo
Brasile

Pullinque development program: programma sviluppato per sette comunità Mapuche nelle vicinanze dell'impianto di Pullinque che include un programma di sviluppo agricolo e veterinario e borse di studio per gli studenti locali
Cile

Riprogettazione dell'economia peschiera locale: programma di formazione sulla pesca sicura e attività di supporto alla filiera della pesca di San Juan de Marcona
Perù

Una mano para la vida: progetto per il supporto e la promozione – anche attraverso un "mercato virtuale" via internet – delle attività di artigianato locali basate sul riutilizzo degli scarti di alcuni prodotti tipici dell'area di San Luis Potosí
Messico

Sviluppo infrastrutturale

Diversi interventi di ammodernamento delle scuole per le comunità residenti nell'area degli impianti idroelettrici di Enel Green Power
Guatemala

Installazione di pannelli fotovoltaici e di punti informativi sulle energie rinnovabili all'interno dello Zoo di Birmingham (Alabama)
USA

Costruzione di un acquedotto e potenziamento della rete viaria nell'area del cantiere di Chucás
Costa Rica

Sviluppo occupazionale

Giardino idroponico: programma che offre alle madri single un lavoro part-time nella coltivazione idroponica e nella vendita degli ortaggi da questa prodotti
Costa Rica

Progetto di supporto all'acquacoltura nella comunità di Chiriquí realizzato anche con l'aiuto di alcuni volontari tra i dipendenti del Gruppo
Panama

Trasferimento di competenze e sviluppo delle capacità delle popolazioni locali

Collaborazione con le scuole locali di formazione professionale per l'utilizzo degli impianti del Gruppo come luogo di formazione sulle tecnologie rinnovabili
Spagna | Portogallo

Mobile Ombudsman: apertura di un canale interattivo e dedicato che consente alle comunità isolate, residenti in prossimità dei siti, di comunicare e inoltrare eventuali rimostranze
Brasile

Ifarhu Cooperation Agreement: accordo di cooperazione con l'Istituto per la Formazione e lo Sviluppo delle Risorse Umane (IFARHU) per fornire borse di studio a studenti di etnia Chiriquí e Indio appartenenti a famiglie a basso reddito, finalizzate anche all'inserimento in Enel Green Power
Panama

Corso di eco-falegnameria per costruire mobili dal riutilizzo dei pallet di imballaggio dell'impianto di Valle de los Vientos
Cile

Programma di vaccinazione e formazione veterinaria per tre comunità residenti nel deserto di Atacama
Cile



ACCESSO ALL'ELETTRICITÀ

Promuovere lo sviluppo di competenze tecniche nel settore energetico

Sviluppo di un impianto ibrido innovativo (solare-eolico e a cogenerazione) per garantire energia elettrica alla comunità isolata di Ollagüe a 3.600 metri di altitudine
Cile

Barefoot College: programma che coinvolge donne provenienti da comunità isolate e insegna loro a installare e mantenere piccoli impianti fotovoltaici, coniugando elettrificazione rurale, women empowerment e capacity building
Cile | Guatemala | Messico | Panama | Perù
Brasile | El Salvador | Ecuador | Colombia

Progetto per l'elettrificazione residenziale della comunità di Gualaca
Panama

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo



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 effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value: determinati quali sommatoria dei "Ricavi" e dei "Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value".

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 "Attività finanziarie non correnti";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri";
- > delle "Passività per imposte differite".

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

- > dei "Titoli" e di altre partite degli "Altri crediti finanziari" inclusi nella voce "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 "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.

Definizione di alcuni indicatori di sostenibilità

Relativamente agli indicatori di sostenibilità, sono riportati gli indicatori ritenuti di maggiore rilevanza ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo rispetto ai principali ambiti dell'etica aziendale, della sostenibilità ambientale e della sostenibilità sociale.

Nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione degli indicatori frutto di stime:

Emissioni di CO₂ evitate: vengono calcolate moltiplicando la produzione di energia elettrica ottenuta con ciascuna fonte rinnovabile per l'emissione specifica media di CO₂ della produzione termoelettrica fossile degli impianti del Gruppo Enel presenti nei diversi ambiti territoriali (in mancanza di impianti termoelettrici del Gruppo viene presa come riferimento l'emissione specifica media nazionale tratta dal da-

tabase Enerdata - <http://services.enerdata.eu>). Le emissioni evitate complessive sono calcolate come somma delle emissioni evitate nei diversi ambiti territoriali.

Organico di ditte appaltatrici: il dato viene calcolato a partire dalle ore lavorate dai dipendenti di ditte appaltatrici all'interno delle aree di proprietà di Enel Green Power, convertite in FTE (Full-Time Equivalent - equivalente a tempo pieno) in base a fattori di conversione calcolati sulle ore medie lavorate a livello Paese.

Giorni lavorati da dipendenti di appaltatori e subappaltatori: il dato viene calcolato a partire dalle ore lavorate dai dipendenti di ditte appaltatrici all'interno delle aree di proprietà di Enel Green Power, convertite in giorni sulla base delle ore lavorative medie giornaliere.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

Esercizio 2013

- > Acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società eolica cilena;
- > acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di Power-Crop, società operante nel settore della biomassa in Italia;
- > cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società eolica statunitense;
- > acquisizione, in data 22 maggio 2013, tramite esercizio delle relative opzioni, di un'ulteriore quota del 26% delle società eoliche statunitensi Chisholm View LLC e Prairie Rose LLC, valutate con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria precedentemente detenuta (49%). Conseguentemente, a partire da tale data, le società sono valutate con il metodo integrale;
- > cessione, in data 1° luglio 2013, della partecipazione di Enel.si Srl, società interamente controllata, a Enel Energia SpA. A seguito della cessione, Enel.si è stata deconsolidata a partire dal 1° luglio 2013 e i risultati economici conseguiti dalla stessa sino alla data di cessione, come la plusvalenza realizzata dalla cessione delle quote del capitale sociale della stessa, sono rappresentati come discontinued operations;
- > acquisizione, in data 8 novembre 2013, della società Origin Wind Energy LLC, titolare di un progetto di sviluppo eolico negli Stati Uniti;
- > acquisizione, nel mese di dicembre 2013, del 100% di otto società titolari di altrettanti progetti di sviluppo eolico negli Stati Uniti;
- > acquisizioni minori del 2013 relative alla quota di controllo nella società francese La Vallier (già fusa in Enel Green Power France), nella società messicana Dominica e nella società italiana Enel Green Power Finale Emilia.

A partire dal quarto trimestre 2013, in accordo con i requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione delle attività e delle passività destinate a essere cedute, si è proceduto a riclassificare nelle relative voci di Stato patrimoniale le attività e le passività inerenti alle partecipate portoghesi operanti nel settore della cogenerazione e il valore della partecipazione nella società francese WP France 3 (cedute nel corso del primo trimestre 2014).

Esercizio 2014

- > Acquisizione, in data 12 maggio 2014, di un'ulteriore quota del 26% nel capitale di Buffalo Dunes Wind Project, valutata con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria precedentemente detenuta (49%). Conseguentemente, a partire da tale data, la società è valutata 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 - "EGP SE"), joint venture precedentemente valutata applicando 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 valutata applicando il metodo del patrimonio netto;
- > acquisizione, nel corso del quarto trimestre 2014, del 100% di sei società titolari di altrettanti progetti di sviluppo eolico negli Stati Uniti;
- > cessione, in data 12 dicembre 2014, dell'intera partecipazione di LaGeo (36,2%), società valutata a equity, a Inversiones Energéticas SA de Cv, già azionista di maggioranza della società;
- > cessione, in data 18 dicembre 2014, della partecipazione di Enel Green Power France Sas, società interamente controllata, a Boralex EnR Sas.

Risultati economici del Gruppo

Si riporta di seguito il Conto economico riclassificato del 2014 confrontato con i dati restated del 2013.

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.996	2.721	275
Totale costi	1.054	942	112
MARGINE OPERATIVO LORDO	1.942	1.779	163
Ammortamenti e perdite di valore	921	679	242
UTILE OPERATIVO	1.021	1.100	(79)
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(21)	(27)	6
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	(236)	(233)	(3)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(56)	21	(77)
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	708	861	(153)
Imposte	264	324	(60)
Risultato delle continuing operations	444	537	(93)
Risultato delle discontinued operations ⁽¹⁾	(4)	61	(65)
UTILE DELL'ESERCIZIO	440	598	(158)
- Quota di pertinenza di Gruppo	359	528	(169)
- Interessenze di minoranza	81	70	11

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

Ricavi

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi connessi alla vendita di energia	1.761	1.729	32
Ricavi da certificati verdi	428	402	26
Ricavi da altre forme di incentivi	371	452	(81)
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	76	21	55
Ricavi da vendita di energia elettrica, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.636	2.604	32
Altri ricavi e proventi	360	117	243
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.996	2.721	275

I **ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value**, pari a 2.996 milioni di euro, evidenziano un incremento di 275 milioni di euro rispetto al 2013 restated (+10,1%) per l'effetto combinato di un incremento degli altri ricavi e proventi per 243 milioni di euro (pari a 360 milioni di euro nel 2014) e dell'incremento di 32 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 2.636 milioni di euro nel 2014), tenuto conto di un effetto cambi negativo di 10 milioni di euro.

I ricavi per vendita di energia elettrica registrano un incremento, per effetto principalmente dall'aumento dei ricavi in

America Latina (137 milioni di euro), in particolare in Brasile, Cile e Panama, e in Nord America (25 milioni di euro), parzialmente compensato dai minori ricavi registrati in Europa (130 milioni di euro). Tale variazione è stata registrata in particolare in Italia, a fronte di una flessione del ricavo medio di vendita e di un incremento dell'energia prodotta, e in Iberia, per effetto della modifica regolatoria introdotta con il Regio Decreto Legge 9/2013.

I *ricavi da certificati verdi*, pari a 428 milioni di euro, registrano un incremento di 26 milioni di euro rispetto all'esercizio 2013 restated, interamente riconducibile all'area Europa,

per effetto della maggiore produzione incentivata e dell'andamento del prezzo decrescente in Borsa in Italia che ha determinato un conseguente incremento dell'incentivo.

I ricavi da altre forme di incentivi, pari a 371 milioni di euro, registrano un decremento di 81 milioni di euro rispetto al 2013, principalmente riconducibile all'Iberia (96 milioni di euro), per effetto della citata modifica regolatoria, effetto parzialmente compensato dall'aumento dei ricavi da tax partnership in Nord America (20 milioni di euro).

Gli altri ricavi e proventi, in incremento di 243 milioni di euro, si riferiscono principalmente agli effetti derivanti dall'accordo transattivo siglato con INE (società energetica statale salvadoregna), che ha anche determinato la cessione della partecipazione in LaGeo (123 milioni di euro), dalla cessione della partecipazione in Enel Green Power France (31 milioni di euro) e dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off-take" della produzione della fabbrica 3SUN (95 milioni di euro), già commentati nei "Fatti di rilievo del 2014".

Costi

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Energia	291	178	113
Personale	256	242	14
Servizi e altri materiali	489	480	9
Altri costi operativi	149	136	13
Costi capitalizzati	(131)	(94)	(37)
Totale	1.054	942	112

I costi, pari a 1.054 milioni di euro, presentano un incremento di 112 milioni di euro rispetto al 2013 restated (+11,9%).

I costi per energia registrano un incremento di 113 milioni di euro (+63,5%) rispetto al 2013 restated (178 milioni di euro) principalmente imputabile all'incremento dei costi di acquisto energia, in America Latina (121 milioni di euro) e in Romania (12 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione dei costi di acquisto dei combustibili conseguente al totale decommissioning della cogenerazione in Iberia (28 milioni di euro).

L'incremento dei costi di acquisto di energia si è riscontrato principalmente in Brasile (102 milioni di euro) a causa di ritardi nella realizzazione dell'interconnessione, in Cile (12 milioni di euro), in Romania (12 milioni di euro) e in Panama (7 milioni di euro) per effetto della minore idraulicità.

L'incremento del costo del personale (14 milioni di euro, +5,8%) è connesso principalmente all'incremento dei costi ordinari del personale in linea con la maggiore consistenza media.

L'incremento degli altri costi operativi (13 milioni di euro, +9,6%) è principalmente legato all'aumento degli accantonamenti dei fondi per rischi e oneri.

I costi capitalizzati, pari a 131 milioni di euro, registrano un incremento di 37 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+39,4%), riferibile principalmente al costo del personale dipendente impiegato nella progettazione e realizzazione di impianti, in linea con i maggiori investimenti realizzati (+382 milioni di euro rispetto al 2013 restated).

Il margine operativo lordo, pari a 1.942 milioni di euro, presenta un incremento di 163 milioni di euro (+9,2%) rispetto al 2013 restated ed è stato realizzato principalmente in Europa (134 milioni di euro) e in Nord America (30 milioni di euro).

L'area Europa ha registrato un margine operativo lordo pari a 1.464 milioni di euro, in incremento di 134 milioni di euro rispetto al 2013 restated (pari a 1.330 milioni di euro), a fronte di un aumento degli altri ricavi (pari a 269 milioni di euro) e di una riduzione dei costi (pari a 6 milioni di euro), in parte compensati dalla riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 155 milioni di euro).

L'area America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 202 milioni di euro, in linea con l'esercizio precedente (203 milioni di euro nel 2013), tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 1 milione di euro.

L'incremento dei ricavi (pari a 130 milioni di euro) è stato infatti compensato dall'incremento dei costi di acquisto di energia (pari a 121 milioni di euro) principalmente in Brasile, a causa di ritardi nella realizzazione dell'interconnessione risolti nel quarto trimestre 2014, in Cile e in Panama.

L'area Nord America ha registrato un margine operativo lordo pari a 276 milioni di euro, in incremento di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (246 milioni di euro), riconducibile al citato incremento dei ricavi e alla sostanziale invarianza dei costi realizzata nonostante l'incremento della capacità installata media (+26%), grazie alla migliore efficienza operativa.

Altre voci di Conto economico

Gli **ammortamenti e perdite di valore**, pari a 921 milioni di euro, registrano un incremento di 242 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+35,6%). Tale incremento è principalmente riferibile alla svalutazione rilevata nel 2014

sull'avviamento e sulle attività nette della CGU Enel Green Power Hellas (181 milioni di euro), nonché all'avvio del processo di ammortamento della nuova capacità installata.

Proventi/(Oneri) finanziari

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Proventi finanziari da contratti derivati	7	6	1
Oneri finanziari da contratti derivati	(28)	(33)	5
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(21)	(27)	6
Altri proventi finanziari	108	74	34
Altri oneri finanziari	(344)	(307)	(37)
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	(236)	(233)	(3)

I **proventi/(oneri) finanziari netti da contratti derivati**, pari a 21 milioni di euro, si riducono di 6 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-22,2%) per effetto principalmente dei minori oneri su derivati di trading stipulati per la copertura del rischio connesso ai cambi.

Gli **altri proventi/(oneri) finanziari netti**, pari a 236 milioni di euro al netto della quota capitalizzata, si incrementano di 3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+1,3%).

La **quota dei proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**, negativa per 56 milioni di euro, evidenzia un decremento di 77 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, per effetto delle svalutazioni conseguenti al citato impairment test sulle collegate greche (89 milioni di euro) e dei minori risultati di alcune società colle-

gate in Iberia (9 milioni di euro), parzialmente compensato dalle minori perdite della joint venture 3SUN (30 milioni di euro) registrate nel 2014.

Le **imposte**, pari a 264 milioni di euro, registrano un decremento di 60 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-18,5%). Tale decremento, in linea con l'andamento dell'utile *ante* imposte, accoglie gli effetti della riduzione dell'aliquota della c.d. "Robin Hood Tax" in Italia (23 milioni di euro) e alcuni effetti straordinari quali quelli relativi alla riforma fiscale in Iberia e alla dichiarazione di incostituzionalità della Robin Hood Tax, che hanno determinato una rettifica di imposte differite con impatto a conto economico rispettivamente positivo per 48 milioni di euro e negativo per 20 milioni di euro.

Risultato delle discontinued operations - Euro (4) milioni

Milioni di euro

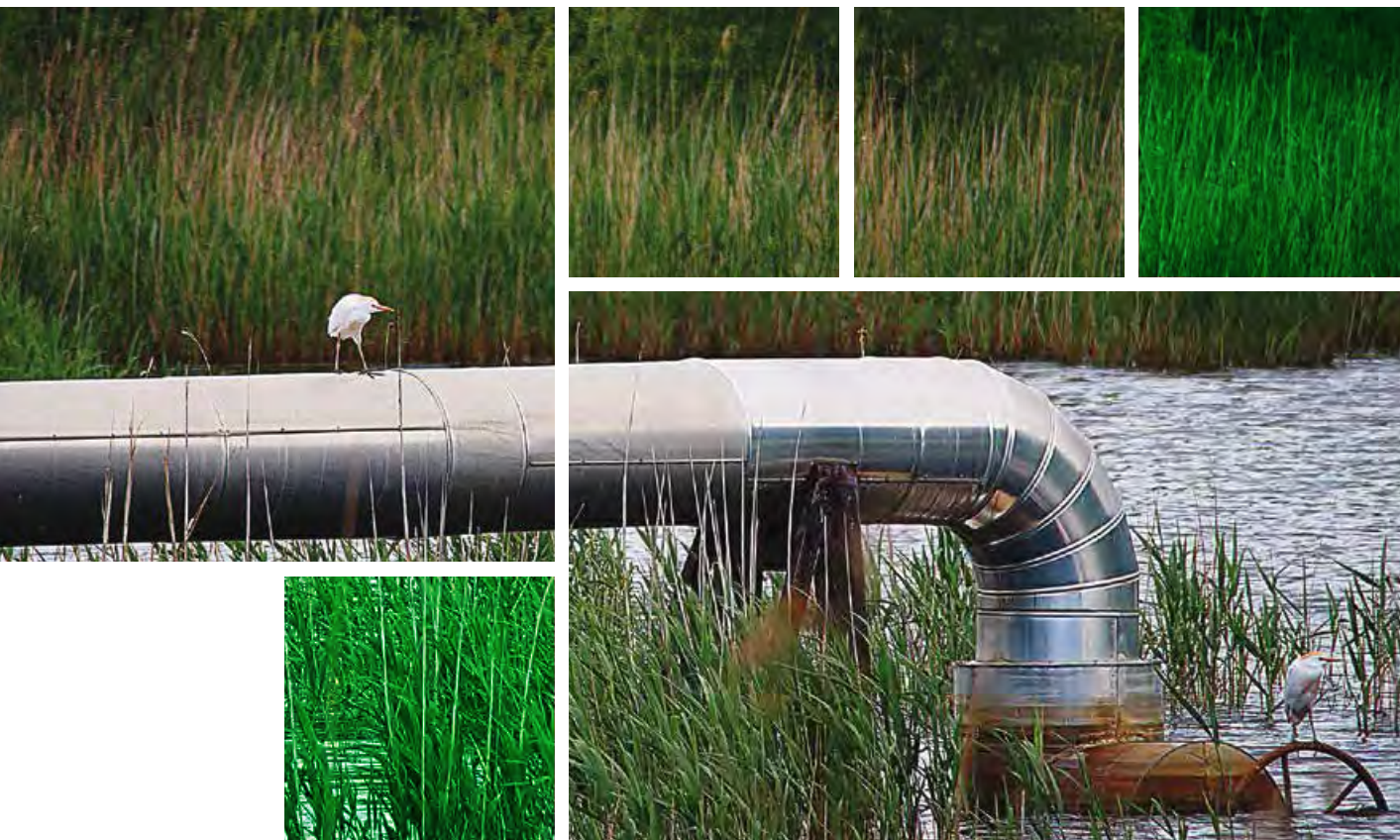
	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	-	70	(70)
Totale costi	-	69	(69)
MARGINE OPERATIVO LORDO	-	1	(1)
Ammortamenti e perdite di valore	-	8	(8)
Utile operativo	-	(7)	7
Risultato dell'esercizio al netto delle plusvalenze	-	(7)	7
Plusvalenze/(Minusvalenze) da cessione attività	(4)	68	(72)
Risultato delle discontinued operations	(4)	61	(65)

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

Utile dell'esercizio - Euro 440 milioni

L'**utile dell'esercizio**, inclusivo del risultato delle discontinued operations (negativo per 4 milioni di euro), è pari a 440 milioni di euro, con un decremento di 158 milioni di

euro (-26,4%) rispetto ai 598 milioni di euro del 2013 restated (inclusivo del risultato delle discontinued operations positivo per 61 milioni di euro).



Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Si riporta di seguito lo Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2014, confrontato con i dati al 31 dicembre 2013 restated.

Millioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Immobili, impianti e macchinari	13.329	11.703	1.626
Attività immateriali	1.378	1.312	66
Avviamento	871	875	(4)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	323	570	(247)
Altre attività/(passività) finanziarie non correnti nette	(86)	2	(88)
Altre attività/(passività) non correnti nette	(34)	(55)	21
Totale attività immobilizzate nette	15.781	14.407	1.374
Rimanenze	184	89	95
Crediti commerciali	440	355	85
Debiti commerciali	(888)	(741)	(147)
Crediti/(Debiti) tributari netti	104	128	(24)
Altre attività/(passività) finanziarie correnti nette	(70)	(89)	19
Altre attività/(passività) correnti nette	(12)	(34)	22
Totale capitale circolante netto	(242)	(292)	50
Capitale investito lordo	15.539	14.115	1.424
TFR e altri benefici ai dipendenti	(43)	(47)	4
Fondi rischi e oneri futuri	(150)	(130)	(20)
Imposte differite nette	(379)	(376)	(3)
Totale fondi diversi	(572)	(553)	(19)
Attività classificate come possedute per la vendita e passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita	-	25	(25)
Capitale investito netto	14.967	13.587	1.380
Patrimonio netto complessivo	8.929	8.263	666
Indebitamento finanziario netto	6.038	5.324	714

Si evidenzia che in sede di impairment test sull'avviamento al 31 dicembre 2014 è stata rilevata una perdita di valore relativa alla CGU Enel Green Power Hellas (i cui flussi e valori contabili sono riferiti sia a progetti operativi sia a progetti in fase di sviluppo, tra cui l'iniziativa denominata Elica II, iscritta tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto), il management ha proceduto in prima istanza ad azzerare l'avviamento per un ammontare pari a 33 milioni di euro, quindi a svalutare le altre attività della CGU in proporzione al valore contabile di ciascuna attività a essa riferibile. In particolare, tali svalutazioni sono state riflesse sulle immobilizzazioni materiali (91 milioni di euro), immateriali (57 milioni di euro) e nella voce delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (89 milioni di euro), rilevando il relativo effetto fiscale pari a 39 milioni euro.

Gli immobili, impianti e macchinari, pari a 13.329 milioni di euro, presentano un incremento di 1.626 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated, sostanzialmente riconducibile agli investimenti dell'esercizio (pari a 1.580 milioni di euro, comprensivi di 30 milioni di euro relativi al progetto Osage), agli ammortamenti e perdite di valore (pari a 726 milioni di euro), comprensivi dei citati effetti derivanti dall'impairment, all'effetto cambi positivo (pari a 518 milioni di euro), alla variazione del perimetro di consolidamento (pari a 198 milioni di euro, comprensivi della cessione della quota di controllo di Osage) e alla capitalizzazione degli oneri finanziari (pari a 59 milioni di euro).

Gli investimenti operativi si riferiscono principalmente al settore eolico in America Latina (600 milioni di euro), in Nord America (313 milioni di euro) e in Europa (74 milioni di euro), al settore geotermico in Italia (161 milioni di euro), al solare in Cile (198 milioni di euro) e in Europa (23 milioni di euro), nonché al settore idroelettrico in America Latina (111 milioni di euro) e in Italia (77 milioni di euro).

La variazione del perimetro di consolidamento si riferisce principalmente al consolidamento integrale della società titolare del progetto americano Buffalo Dunes (334 milioni di euro), precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, e all'acquisizione del controllo nelle società del Gruppo Enel Green Power Solar Energy (102 milioni di euro), effetti in parte compensati dalla cessione della controllata francese Enel Green Power France (230 milioni di euro) e della quota di controllo della società americana Osage (30 milioni di euro).

Le *attività immateriali*, pari a 1.378 milioni di euro, presentano un incremento di 66 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated dovuto principalmente agli effetti della determinazione dei fair value delle attività acquisite e delle passività assunte di alcuni progetti in Nord America (62 milioni di euro), in Sudafrica (31 milioni di euro) e in Cile (21 milioni di euro), agli investimenti dell'esercizio (pari a 49 milioni di euro), agli effetti cambio positivi (pari a 40 milioni di euro) e alla variazione del perimetro di consolidamento a seguito del controllo di Enel Green Power Solar Energy e di un progetto solare in Nord America (27 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli ammortamenti e perdite di valore (pari a 143 milioni di euro) comprensivi dei citati effetti derivanti dall'impairment.

L'*avviamento*, pari a 871 milioni di euro, presenta un decremento di 4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated riferibile principalmente all'effetto cambi positivo (pari a 51 milioni di euro), parzialmente compensato dalla variazione del perimetro di consolidamento per la cessione della controllata francese Enel Green Power France (pari a 29 milioni di euro) e della citata svalutazione della CGU Enel Green Power Hellas (33 milioni di euro).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 323 milioni di euro, presentano un decremento pari a 247 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 re-

stated derivante principalmente dalla cessione della partecipazione in LaGeo (100 milioni di euro) e in Tirme (21 milioni di euro), dal consolidamento integrale di Buffalo Dunes (pari a 77 milioni di euro) e dalla distribuzione di dividendi di alcune collegate di Enel Green Power España (14 milioni di euro). Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'acquisizione del progetto Osage (30 milioni di euro) e da aumenti di capitale intervenuti in Nord America, Grecia e Italia (22 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto**, negativo per 242 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (negativo per 292 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), evidenzia un decremento pari a 50 milioni di euro principalmente dovuto:

- > all'incremento delle *rimanenze* (95 milioni di euro), correlato all'aumento del magazzino per acquisto turbine da destinare a progetti in Nord America (49 milioni di euro) e di pannelli fotovoltaici da installare (45 milioni di euro);
- > all'aumento dei *debiti commerciali netti* (62 milioni di euro), per effetto dei maggiori investimenti operativi realizzati nell'esercizio;
- > all'incremento delle *altre attività/(passività) correnti nette* (22 milioni di euro), principalmente per effetto della quota ancora da incassare del corrispettivo previsto dall'accordo con Sharp commentato negli eventi di rilievo (35 milioni di euro).

I **fondi diversi** evidenziano un incremento netto di 19 milioni di euro principalmente derivante dall'aumento dei "Fondi rischi e oneri futuri" delle controllate in Nord America e in Cile.

Le **attività nette possedute per la vendita** al 31 dicembre 2013 accoglievano le attività nette inerenti agli impianti di cogenerazione portoghesi della controllata Enel Green Power España (pari a 13 milioni di euro) e dell'impianto eolico francese della controllata Enel Green Power France (pari a 12 milioni di euro) che sono stati ceduti nel mese di gennaio 2014.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2014 è pari a 14.967 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 8.929 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 6.038 milioni di euro. Quest'ultimo presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,7 (0,6 al 31 dicembre 2013 restated).

Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

Indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Indebitamento a lungo termine			
Finanziamenti bancari	2.711	2.113	598
Debiti verso altri finanziatori	869	603	266
Debiti verso parti correlate	2.455	2.480	(25)
Indebitamento a lungo termine	6.035	5.196	839
Crediti finanziari a lungo termine	(425)	(334)	(91)
Indebitamento netto a lungo termine	5.610	4.862	748
Quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	193	126	67
Utilizzi di linee di credito revolving	2	3	(1)
Altri finanziamenti a breve verso banche	11	20	(9)
Indebitamento bancario a breve termine	206	149	57
Debiti verso altri finanziatori e parti correlate (quota a breve)	130	86	44
Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate	852	798	54
Indebitamento verso altri finanziatori e parti correlate a breve termine	982	884	98
Altri crediti finanziari a breve termine	(285)	(231)	(54)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(475)	(340)	(135)
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(760)	(571)	(189)
Indebitamento netto a breve termine	428	462	(34)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	6.038	5.324	714
Indebitamento finanziario "Attività nette possedute per la vendita"	-	(9)	9

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 6.038 milioni di euro, evidenzia un incremento di 714 milioni di euro (+13,4%), nonostante la crescita degli investimenti e l'effetto cambio negativo per 196 milioni di euro. Tale variazione si è verificata a fronte di un incremento di 748 milioni di euro dell'indebitamento netto a lungo termine (+15,4%) e di un decremento di 34 milioni di euro dell'indebitamento netto a breve termine (-7,4%).

In riferimento all'*indebitamento netto a lungo termine*, l'incremento dei finanziamenti bancari (598 milioni di euro) deriva principalmente dall'accensione di nuovi contratti di finanziamento finalizzati alla copertura dei fabbisogni generati principalmente dalla realizzazione di progetti in Brasile, Cile e Messico (pari a 704 milioni di euro), mentre quello dei debiti verso altri finanziatori (266 milioni di euro) riflette

principalmente l'inclusione nel perimetro di consolidamento della tax partnership della società Buffalo Dunes Wind Project, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto (181 milioni di euro) e della tax partnership del nuovo progetto Origin (129 milioni di euro). L'incremento dei crediti finanziari a lungo termine riflette l'aumento dei crediti verso le società collegate di Enel Green Power España (pari a 88 milioni di euro).

In riferimento all'*indebitamento netto a breve termine*, l'incremento degli altri crediti finanziari a breve termine (54 milioni di euro) è determinato principalmente dall'aumento dei depositi sul conto corrente intersocietario in essere con la società finanziaria olandese del Gruppo Enel (55 milioni di euro), parzialmente compensato da decrementi di minore rilevanza di altre disponibilità.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio⁽¹⁾	337	314	23
Flusso di cassa da attività operativa	1.033	765	268
- di cui discontinued operations	-	5	(5)
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.137)	(1.209)	72
- di cui discontinued operations	-	85	(85)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	85	472	(387)
- di cui discontinued operations	-	7	(7)
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	17	(5)	22
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	335	337	(2)

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

Il **flusso di cassa da attività operativa** del 2014 è positivo per 1.033 milioni di euro, in incremento di 268 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (positivo per 765 milioni di euro), a fronte di un fabbisogno connesso al capitale circolante netto pari a 687 milioni di euro (in diminuzione di 299 milioni di euro rispetto al 2013 restated) e di un margine operativo lordo al netto degli elementi non monetari pari a 1.720 milioni di euro (in riduzione di 31 milioni di euro rispetto al 2013 restated).

Il **flusso di cassa da attività di investimento** del 2014 è pari a 1.137 milioni di euro, in decremento di 72 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (pari a 1.209 milioni di euro). Il maggiore flusso di cassa impiegato negli investimenti operativi (366 milioni di euro) e nell'acquisizione di alcuni progetti in Nord America è stato infatti più che com-

pensato dalla liquidità derivante dalla cessione della società francese Enel Green Power France (299 milioni di euro) e della partecipazione in LaGeo (224 milioni di euro).

Si segnala che nel corso del primo semestre 2014 sono stati incassati contributi in Grecia per 10 milioni di euro, riclassificati a riduzione degli investimenti operativi.

Il **flusso di cassa da attività di finanziamento** del 2014 è pari a 85 milioni di euro, in riduzione di 387 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (pari a 472 milioni di euro).

L'effetto combinato dei vari flussi finanziari del 2014 ha determinato un decremento delle disponibilità liquide iniziali di 2 milioni di euro, al netto di effetti cambio positivi per 17 milioni di euro.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario della Capogruppo



Risultati economici della Capogruppo

Si riporta di seguito il Conto economico riclassificato del 2014, confrontato con i dati del 2013 restated.

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Totale ricavi	1.479	1.274	205
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	74	22	52
Totale ricavi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.553	1.296	257
Totale costi	(483)	(454)	(29)
Margine operativo lordo	1.070	842	228
Ammortamenti e perdite di valore	(301)	(340)	39
Utile operativo	769	502	267
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(17)	(10)	(7)
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	(96)	(108)	12
Proventi da partecipazione	39	39	-
Utile prima delle imposte	695	423	272
Imposte	(260)	(204)	(56)
Utile delle attività destinate a continuare	435	219	216
Utile/(Perdita) delle attività operative cessate	(4)	71	(75)
Utile dell'esercizio	431	290	141

Ricavi

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi connessi alla vendita di energia	741	845	(104)
Ricavi da certificati verdi e da altre forme di incentivi	364	315	49
Proventi netti da contratti su commodity valutati al fair value	74	22	52
Ricavi da vendita di energia elettrica, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.179	1.182	(3)
Altri ricavi e proventi	374	114	260
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.553	1.296	257

I **ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutate al fair value**, pari complessivamente a 1.553 milioni di euro (1.296 milioni di euro nel 2013 restated), si incrementano di 257 milioni di euro, in linea con l'aumento di 260 milioni di euro degli altri ricavi e proventi (pari a 374 milioni di euro nel 2014 e a 114 milioni di euro nel 2013 restated), parzialmente compensato dal decremento di 3 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia (pari a 1.179 milioni di euro nel 2014 e pari a 1.182 milioni di euro nel 2013 restated).

Gli *altri ricavi e proventi* sono complessivamente pari a 374 milioni di euro nel 2014 (114 milioni di euro nel 2013 restated) e accolgono la plusvalenza realizzata dalla cessione della partecipazione in LaGeo SA de Cv (148 milioni di euro) e l'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp

sull'"off take" della produzione della fabbrica 3SUN Srl (95 milioni di euro), già commentato nel paragrafo "Fatti di rilievo del 2014".

La sostanziale invarianza dei ricavi connessi alla vendita di energia riflette un incremento dei ricavi da certificati verdi e da altre forme di incentivi (49 milioni di euro) e una riduzione dei ricavi da vendita di energia, nonostante l'incremento della produzione, per effetto del minor ricavo medio.

Si evidenzia in particolare che i *ricavi da certificati verdi e da altre forme di incentivi*, pari a 364 milioni di euro, si incrementano di 49 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto dei maggiori ricavi da certificati verdi, realizzati grazie alla maggiore produzione incentivata e al maggiore prezzo medio e dei maggiori ricavi da Conto energia.

Costi

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Energia	37	27	10
Costo del personale	147	141	6
Servizi, materiali e altri costi operativi	327	315	12
Costi capitalizzati	(28)	(29)	1
Totale	483	454	29

I **costi**, pari a 483 milioni di euro nel 2014 e a 454 milioni di euro nel 2013 restated, si incrementano di 29 milioni di euro principalmente per l'aumento degli accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri (16 milioni di euro), dei costi per acquisto energia (10 milioni di euro) e del personale (6 milioni di euro), effetti parzialmente compensati dalla riduzione dei costi per servizi e altri materiali (12 milioni di euro).

Il **marginale operativo lordo** si attesta a 1.070 milioni di euro (842 milioni di euro nel 2013 restated), in incremento di 228 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Altre voci di Conto economico

Gli **ammortamenti e perdite di valore**, pari a 301 milioni di euro (340 milioni di euro nel 2013 restated), si riducono di 39 milioni di euro per effetto delle minori svalutazioni operate nel 2014 per complessivi 60 milioni di euro, parzialmente compensate dall'incremento degli ammortamenti della attività materiali per complessivi 19 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti da contratti derivati** si incrementano di 7 milioni di euro per effetto principalmente di maggiori oneri su contratti derivati di trading e non copertura IAS.

Gli **altri oneri finanziari netti** si riducono di 12 milioni di euro a fronte della rilevazione di maggiori proventi finanziari per 21 milioni di euro, relativi a differenze positive di cambio e a interessi attivi maturati, in parte compensati dai maggiori oneri finanziari per 9 milioni di euro.

Le **imposte**, pari a 260 milioni di euro (204 milioni di euro nel 2013 restated), accolgono sostanzialmente le imposte correnti per 247 milioni di euro (212 milioni di euro nel 2013 restated) e le imposte differite per 11 milioni di euro (1 milione di euro di imposte anticipate nel 2013 restated).

Risultato delle discontinued operations

La voce, pari a 4 milioni di euro, si riferisce all'aggiustamento prezzo previsto nel contratto di cessione a Enel Energia SpA dell'intero capitale di Enel.si Srl, allora interamente posseduta da Enel Green Power SpA. Tale operazione, avvenuta

nel mese di luglio 2013, aveva determinato una plusvalenza, pari a 72 milioni di euro, rilevata nel Bilancio 2013 nella voce "Utile da discontinued operations" del Conto economico, al netto del relativo effetto fiscale (1 milione di euro).

Utile dell'esercizio

L'esercizio 2014 chiude con un **utile dell'esercizio** (comprensivo della perdita delle discontinued operations pari a 4 milioni di euro) pari a 431 milioni di euro, in incremento

di 141 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (290 milioni di euro nel 2013 restated, comprensivo dell'utile da discontinued operations pari a 71 milioni di euro).

Analisi della struttura patrimoniale della Capogruppo

Si riporta di seguito lo Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2014, confrontato con i dati al 31 dicembre 2013 restated.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Attività immobilizzate nette			
Immobili, impianti e macchinari	4.847	4.774	73
Attività immateriali	28	20	8
Avviamento	6	6	-
Partecipazioni	4.593	5.094	(501)
Attività/(Passività) finanziarie non correnti nette - derivati	(50)	(9)	(41)
Altre attività/(passività) non correnti nette	(45)	(51)	6
Totale attività immobilizzate nette	9.379	9.834	(455)
Capitale circolante netto			
Rimanenze	89	43	46
Crediti commerciali	358	408	(50)
Crediti/(Debiti) tributari netti	(20)	(38)	18
Attività/(Passività) finanziarie correnti nette - derivati	5	(2)	7
Altre attività/(passività) finanziarie correnti nette	(29)	(29)	-
Debiti commerciali	(247)	(315)	68
Altre attività/(passività) correnti nette	94	44	50
Totale capitale circolante netto	250	111	139
Capitale investito lordo	9.629	9.945	(316)
Fondi diversi			
TFR e altri benefici ai dipendenti	(39)	(44)	5
Fondi rischi e oneri (compresa quota corrente)	(77)	(80)	3
Imposte differite nette	127	134	(7)
Totale fondi diversi	11	10	1
Capitale investito netto	9.640	9.955	(315)
Patrimonio netto	6.898	6.648	250
Indebitamento finanziario netto	2.742	3.307	(565)

Le **attività immobilizzate nette** evidenziano un decremento di 455 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated, per effetto principalmente della riduzione netta del valore della partecipazione in Enel Green Power International BV, in diminuzione di 430 milioni di euro, a seguito della citata operazione di ristrutturazione finanziaria delle società nordamericane.

Inoltre, la voce si movimenta per i seguenti fenomeni:

- > l'incremento degli *immobili, impianti e macchinari* di 73 milioni di euro per effetto essenzialmente del saldo netto tra gli investimenti (279 milioni di euro), la variazione del perimetro per effetto della fusione delle società controllata Enel Green Power Canaro Srl ed Enel Green Power

Cutro Srl (complessivamente pari a 82 milioni di euro), gli ammortamenti (280 milioni di euro) e le perdite di valore e gli altri movimenti (complessivamente pari a 8 milioni di euro);

- > l'aumento delle *passività finanziarie non correnti nette - derivati* di 41 milioni di euro per le valutazioni al fair value dei derivati di cash flow hedge relativi alla copertura delle operazioni su tasso di interesse dell'indebitamento a lungo termine e a tasso variabile;
- > la riduzione delle *partecipazioni* per 70 milioni di euro a seguito della fusione per incorporazione delle società Enel Green Power Cutro Srl ed Enel Green Power Canaro Srl.

Il **capitale circolante netto**, positivo per 250 milioni di euro, evidenzia un incremento di 139 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated (positivo per 111 milioni di euro). Tale andamento riflette principalmente:

- > l'incremento di 50 milioni di euro delle *altre attività correnti nette*, principalmente per i crediti verso Sharp Corporation per la quota residua prevista nell'accordo con Sharp sull'"off-take" della produzione della fabbrica 3SUN Srl (35 milioni di euro), per i maggiori crediti per certificati verdi maturati ma non ancora accreditati sul conto titoli (11 milioni di euro) e per la rilevazione di un credito verso la società energetica statale salvadoregna Inversiones Energéticas SA de Cv (INE), nell'ambito della cessione della partecipazione di LaGeo SA de Cv (5 milioni di euro);
- > l'incremento di 46 milioni di euro delle *rimanenze*, sostanzialmente per i pannelli fotovoltaici acquistati dalla società 3SUN Srl a seguito del citato accordo con Sharp Corporation;
- > la riduzione di 50 milioni di euro dei *crediti commerciali* per effetto principalmente dell'incasso da parte delle società controllate estere di crediti per management fee (30 milioni di euro) e della fusione delle società Enel Green Power Canaro Srl ed Enel Green Power Cutro Srl (complessivamente pari a 21 milioni di euro);
- > la riduzione di 18 milioni di euro dei *debiti tributari netti*, principalmente per l'incremento del debito per IRES verso Enel SpA (27 milioni di euro), in parte compensato dalla variazione della posizione IVA verso Enel SpA nell'ambito della procedura IVA di Gruppo (a credito per 7 milioni di euro al 31 dicembre 2014 e a debito per 35 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > la riduzione di 68 milioni di euro dei *debiti commerciali*, dovuta sostanzialmente al pagamento di debiti verso parti correlate.

I **fondi diversi**, pari a 11 milioni di euro, si incrementano di 1 milione di euro rispetto all'esercizio precedente (10 milioni di euro) per effetto principalmente della rilevazione di minori imposte differite nette (7 milioni di euro), compensate dall'aumento del fondo TFR e altri benefici ai dipendenti (5 milioni di euro) e dai maggiori fondi rischi e oneri (3 milioni di euro).

Il **capitale investito netto**, pari a 9.640 milioni di euro (9.955 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), risulta finanziato da mezzi propri per 6.898 milioni di euro (6.648 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) e dall'indebitamento finanziario netto per 2.742 milioni di euro (3.307 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 2.742 milioni di euro (3.307 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), evidenzia un decremento di 565 milioni di euro per effetto dei maggiori finanziamenti erogati alle società del Gruppo (733 milioni di euro) principalmente per l'operazione di ristrutturazione delle società nordamericane e della variazione della posizione sul conto corrente intersocietario intrattenuto con Enel SpA (278 milioni di euro); tali effetti sono stati in parte compensati dal finanziamento erogato da Enel Finance International NV (500 milioni di euro).

Il **patrimonio netto**, pari a 6.898 milioni di euro, è composto dal capitale sociale (1.000 milioni di euro), dalla riserva legale (200 milioni di euro), dalle altre riserve (4.443 milioni di euro), nonché dagli utili portati a nuovo (824 milioni di euro) e dall'utile rilevato nell'esercizio (431 milioni di euro). La variazione rispetto all'esercizio precedente riflette principalmente la rilevazione dell'utile dell'esercizio (431 milioni di euro) e la distribuzione dei dividendi del 2013 (160 milioni di euro).

Analisi della struttura finanziaria della Capogruppo

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è composto come di seguito evidenziato.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Finanziamenti bancari	756	800	(44)
Debiti verso parti correlate	1.200	1.200	-
Indebitamento a lungo termine	1.956	2.000	(44)
Crediti finanziari a lungo termine	(27)	(21)	(6)
Indebitamento netto a lungo termine	1.929	1.979	(50)
Quote correnti dei finanziamenti a medio-lungo termine	55	45	10
Indebitamento bancario a breve termine	55	45	10
Altri debiti finanziari a breve termine	1.568	1.341	227
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	1.568	1.341	227
Altri crediti finanziari a breve termine	(791)	(49)	(742)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(19)	(9)	(10)
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(810)	(58)	(752)
Indebitamento netto a breve termine	813	1.328	(515)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	2.742	3.307	(565)

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 2.742 milioni di euro (3.307 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), evidenzia un decremento di 565 milioni di euro a fronte di un incremento di 227 milioni di euro degli altri debiti finan-

ziari a breve termine verso il Gruppo Enel e di un incremento di 742 milioni di euro degli altri crediti finanziari a breve termine, principalmente a seguito della ristrutturazione finanziaria della controllata Enel Green Power North America.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	9	8	1
Flusso di cassa da attività operativa	413	370	43
Flusso di cassa da attività di investimento	(302)	(765)	463
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(101)	396	(497)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	19	9	10

Il **flusso di cassa da attività operativa** ha generato liquidità per 413 milioni di euro, in incremento di 43 milioni di euro (12%) rispetto al 2013 restated (370 milioni di euro). Tale variazione risente del minore fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi a confronto.

Il **flusso di cassa da attività di investimento** ha assorbito liquidità per 302 milioni di euro, in decremento di 463 milioni di euro rispetto al 2013 restated (765 milioni di euro).

Il flusso di cassa è stato impiegato in investimenti/rimborsi in partecipazioni per 241 milioni di euro (594 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) e in immobili, impianti e macchinari per 269 milioni di euro (294 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) ed è stato in parte compensato dall'incasso del corrispettivo per la cessione della partecipazione in LaGeo (224 milioni di euro).

Il **flusso di cassa da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per 101 milioni di euro, in incremento di 497 milioni di euro rispetto al 2013 restated (396 milioni di euro).

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel Green Power SpA e i corrispondenti dati consolidati



Ai sensi della comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo con gli analoghi valori del Bilancio di esercizio della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico		Patrimonio netto	
	2014	2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Bilancio di esercizio Enel Green Power	431	290	6.898	6.648
Valore di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	(56)	21	(8.877)	(9.650)
Patrimonio netto e risultato d'esercizio (determinati in base a principi omogenei) delle imprese e gruppi consolidati e di quelli valutati con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	121	282	9.159	9.676
Dividendi infragruppo	(113)	(55)	-	-
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(24)	(10)	655	616
Totale Gruppo	359	528	7.835	7.290
Totale terzi	81	70	1.094	973
BILANCIO CONSOLIDATO	440	598	8.929	8.263

Analisi degli indicatori di sostenibilità

Governance ed etica

Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power è composto da 10 Consiglieri, di cui 3 donne. Con le nuove nomine per i ruoli di Amministratore Delegato e di Presidente del Consiglio di Amministrazione, il numero di Consiglieri con

età inferiore ai 50 anni è passato da 1 a 3. I Consiglieri indipendenti ai sensi del Codice di Autodisciplina delle società quotate sono 6.

Numero	2014	2013	2014-2013
Numero di Consiglieri, per genere	10	10	-
Uomini	7	7	-
Donne	3	3	-

Numero	2014	2013	2014-2013
Numero di Consiglieri, per età	10	10	-
Inf. a 30	-	-	-
Da 30 a 50	3	1	2
Sup. a 50	7	9	(2)

Numero	2014	2013	2014-2013
Consiglieri indipendenti	6	6	-

Numero	2014	2013	2014-2013
Altri mandati dei Consiglieri	1	1	-

Percentuale	2014	2013	2014-2013
Presenza media dei Consiglieri alle riunioni del Consiglio di Amministrazione	95,6	89,3	6,3

In materia di controlli relativi all'applicazione del Codice Etico, nel 2014 Enel Green Power ha ricevuto 6 segnalazioni di presunte violazioni al Codice Etico. In base alle verifiche effettuate dalla Funzione Audit con il supporto delle Fun-

zioni aziendali interessate, sono state accertate 2 violazioni, legate a comportamenti che hanno leso l'interesse di dipendenti dell'azienda.

Numero	2014	2013	2014-2013
Segnalazioni di presunte violazioni al Codice Etico ricevute, per tipologia di stakeholder	6	4	2
Stakeholder interni	2	-	2
Stakeholder esterni	2	1	1
Anonime	2	3	(1)

Numero	2014	2013	2014-2013
Segnalazioni di presunte violazioni al Codice Etico ricevute, per status	6	4	2
Segnalazioni ricevute, in corso di valutazione	-	-	-
Segnalazioni ricevute, per le quali non è stata dichiarata una violazione	4	4	-
Segnalazioni ricevute, per le quali è stata dichiarata una violazione	2	-	2

Numero	2014	2013	2014-2013
Segnalazioni di presunte violazioni al Codice Etico ricevute, per stakeholder leso o potenzialmente leso	6	4	2
Azionista	1	-	1
Finanziatore	-	-	-
Cliente	-	-	-
Dipendente	2	1	1
Collettività	1	2	(1)
Fornitori	2	1	1

Numero	2014	2013	2014-2013
Violazioni accertate al Codice Etico, per stakeholder leso	2	-	2
Azionista	-	-	-
Finanziatore	-	-	-
Cliente	-	-	-
Dipendente	2	-	2
Collettività	-	-	-
Fornitori	-	-	-

Numero	2014	2013	2014-2013
Violazioni accertate al Codice Etico, relative a episodi di:	2	-	2
Corruzione	-	-	-
Mobbing	-	-	-
Discriminazione:	-	-	-
- rispetto al genere	1	-	1
- rispetto a disabilità	-	-	-
Uso improprio di mezzi/strumenti aziendali	-	-	-
Diritti umani (specificare la tipologia)	-	-	-
Altre motivazioni	1	-	1

Infine, nel 2014 il numero totale di azioni legali pendenti in cui Enel Green Power è coinvolta è passato da 952 del 2013 a 659. La maggiore diminuzione si è riscontrata nel numero di azioni legali in cui Enel Green Power risulta come querelante, legata alla rinuncia, in Grecia, a oltre 300 giudizi sorti nel 2013. In particolare, le società greche avevano promosso

diversi giudizi volti a ottenere la nullità di alcune ritenute effettuate quale prelievo fiscale dallo Stato greco, e il conseguente rimborso degli importi trattenuti. La sentenza del Consiglio di Stato ha dichiarato la legittimità delle richieste dello Stato greco e pertanto Enel Green Power ha deciso per la rinuncia a tutti i giudizi promossi.

Numero	2014	2013 restated	2014-2013
Azioni legali pendenti, per area	659	952	(293)
Europa	479	831	(352)
America Latina	174	116	58
Nord America	6	5	1

Numero	2014	2013	2014-2013
Azioni legali pendenti per comportamenti anti-competitivi e antitrust	22	4	18

Numero	2014	2013	2014-2013
Azioni legali pendenti ambientali	37	47	(10)

Numero	2014	2013	2014-2013
Azioni legali pendenti relative alla Supply Chain	25	17	8

Numero	2014	2013 restated	2014-2013
Totale nuovi contenziosi	153	475	(322)

Spinta verso l'innovazione

Nel 2014 le spese per l'innovazione tecnologica, destinate allo sviluppo e alla sperimentazione operativa di tecnologie innovative nei campi del miglioramento delle performance delle tecnologie già in uso, della sperimentazione di nuove

tecnologie e dell'integrazione delle rinnovabili in ambienti urbani, sono ammontate a 16,9 milioni di euro tra costi e investimenti.

Milioni di euro	2014	2013	2014-2013
Spesa per l'innovazione per tecnologia ⁽¹⁾	16,9	15,6	1,3
Idro	-	0,2	(0,2)
Geo	7,7	4,6	3,1
Eolico	0,6	1,9	(1,3)
Biomasse e parte biodegradabile dei rifiuti	0,01	0,08	(0,07)
Fotovoltaico	3,3	5,2	(1,9)
Marine	0,1	-	0,1
Storage	3,0	0,2	2,8
Altri costi	2,2	3,4	(1,2)

(1) Per rappresentare gestionalmente il perimetro di attività di Innovation, i dati 2014 e 2013 comprendono anche le attività svolte da altre Unità ma coordinate/gestite direttamente da Innovation. Inoltre, è stato rettificato il valore del CCA (Contribution Agreement). Per tali motivi il valore del 2013 differisce da quello pubblicato nel Bilancio consolidato 2013.

Numero	2014	2013	2014-2013
Partnership di innovazione sottoscritte	14	6	8

Nel 2014 Enel Green Power ha gestito 36 progetti, di cui 13 riconducibili a iniziative di lungo periodo. Nel corso dell'anno sono stati avviati 7 progetti, 3 dei quali inerenti allo storage.

Numero

	2014	2013	2014-2013
Progetti analizzati da Scouting & Selection	95	128	(33)
Idro	26	19	7
Geo	2	8	(6)
Eolico	16	11	5
Biomasse e parte biodegradabile dei rifiuti	4	5	(1)
Fotovoltaico	28	32	(4)
Altre tecnologie	35	53	(18)

Numero

	2014	2013	2014-2013
Progetti lanciati e gestiti dalla funzione Innovazione	36	35	1

Numero

	2014	2013	2014-2013
Personale di Innovazione	11	10	1

Approccio integrato a salute, sicurezza e ambiente

Salute e sicurezza sul lavoro

L'impegno di Enel Green Power nella tutela della salute e della sicurezza del personale dell'azienda e delle ditte appaltatrici si è riflesso, nel 2014, in una spesa per la sicurezza totale di 59,1 milioni di euro.

La spesa comprende attività di formazione e informazione,

comunicazione, sorveglianza sanitaria, acquisto e gestione dei Dispositivi di Protezione Individuale, presidi medici, studi e ricerche.

Particolare rilievo è dato alla formazione sulla salute e la sicurezza, che nel 2014 è ammontata a 52.237 ore complessive.

Percentuale

	2014	2013	2014-2013
Copertura Certificazione OHSAS 18001	100,0	100,0	-

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Spesa per la sicurezza totale	59,1	59,8	(0,7)

Euro

	2014	2013	2014-2013
Spesa per la sicurezza per dipendente	16.436	17.252	(816)

Numero			
	2014	2013	2014-2013
Ore di formazione su salute e sicurezza erogate ai dipendenti	52.237	41.370	10.867

Percentuale			
	2014	2013	2014-2013
Appaltatori e subappaltatori che hanno ricevuto formazione su salute e sicurezza	100,0	100,0	-

Nel corso dell'anno non si sono verificati infortuni gravi o mortali al personale di Enel Green Power, mentre gli infortuni non gravi si sono sensibilmente ridotti in termini sia di numero (passando da 7 a 3) sia di durata: i giorni di assenza per infortuni sono infatti passati da 302 a 48 nel 2014. Questi risultati si sono riflessi positivamente sia sul tasso di infortuni (LTIFR) sia sul tasso di assenza dal lavoro per infortuni (LDR).

Si sono invece verificati 2 infortuni gravi a dipendenti di ditte appaltatrici. Questo ha comportato l'incremento del tasso di assenza dal lavoro per infortuni, mentre il tasso LTIFR è rimasto pari a 0,15 per via del sensibile aumento di personale esterno che nel 2014 ha lavorato presso i siti Enel Green Power (si veda il paragrafo "Gestione dei fornitori"). I giorni di assenza per infortuni a dipendenti hanno registrato un calo significativo rispetto al 2013.

Numero			
	2014	2013	2014-2013
Infortuni sul lavoro a dipendenti	3	7	(4)
di cui gravi ⁽¹⁾	-	-	-
di cui mortali	-	-	-

(1) Per "infortuni gravi" si intendono gli infortuni che determinano una prima prognosi maggiore di 30 giorni di calendario di inabilità al lavoro.

Numero			
	2014	2013	2014-2013
Infortuni sul lavoro a dipendenti di ditte appaltatrici	11	8	3
di cui gravi ⁽¹⁾	2	-	2
di cui mortali	-	-	-

(1) Per "infortuni gravi" si intendono gli infortuni che determinano una prima prognosi maggiore di 30 giorni di calendario di inabilità al lavoro.

Indice			
	2014	2013	2014-2013
Tasso di infortuni (Lost-Time Injuries Frequency Rate, LTIFR)			
Dipendenti	0,09	0,21	(0,12)
Dipendenti di ditte appaltatrici	0,15	0,15	-
Dipendenti e dipendenti di ditte appaltatrici	0,13	0,17	(0,04)

Indice			
	2014	2013	2014-2013
Tasso di assenza dal lavoro per infortuni (Lost Day Rate, LDR)			
Dipendenti	1,40	9,27	(7,87)
Dipendenti di ditte appaltatrici	4,05	2,36	1,69
Dipendenti e dipendenti di ditte appaltatrici	3,18	5,24	(2,06)

Numero			
	2014	2013	2014-2013
Giorni di assenza per infortuni dipendenti	48	302	(254)

Ambiente

Nel 2014 Enel Green Power ha mantenuto costante l'impegno nell'ambito dell'integrazione della gestione ambientale nelle attività del Gruppo attraverso la certificazione UNI EN ISO 14001, estesa a tutto il perimetro geografico e organizzativo.

Per quanto riguarda la certificazione EMAS (Eco management and Audit Scheme), il dato risulta in linea con il 2013 in quanto è stato valutato il mantenimento della certificazione nel solo perimetro geotermico italiano.

Percentuale

	2014	2013	2014-2013
Grado di copertura ISO 14001	100,0	100,0	-

Percentuale

	2014	2013	2014-2013
Grado di copertura registrazione EMAS	8,0	8,0	-

I rifiuti complessivamente prodotti sono aumentati in generale a causa dell'incremento del numero di impianti in esercizio nel 2014 (circa 700 MW installati in più).

La percentuale di rifiuti recuperati è più che raddoppiata, grazie a una crescente sensibilizzazione sul tema che ha prodotto un maggiore controllo nei diversi siti di Enel Green Power.

Tonnellate

	2014	2013	2014-2013
Rifiuti prodotti	84.293,1	40.408,5	43.884,6
Rifiuti pericolosi	12.282,6	7.758,1	4.524,5
Recupero (incluso il recupero di energia)	10.984,5	1.107,3	9.877,2
Smaltimento	1.298,1	6.650,8	(5.352,7)
Rifiuti non pericolosi	72.010,5	32.650,4	39.360,1
Recupero (incluso il recupero di energia)	58.467,5	15.082,7	43.384,8
Smaltimento	13.450,5	17.567,7	(4.117,2)

Percentuale

	2014	2013	2014-2013
Recupero rifiuti	82,4	40,1	42,3

Le emissioni di CO₂ evitate sono un indicatore dei benefici ambientali derivanti dal mix delle risorse utilizzate nei processi produttivi e dall'efficienza che accompagna le fasi che vanno dal loro impiego agli usi finali. Sono qui indicate le

emissioni di CO₂ evitate grazie al ricorso alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in luogo della produzione termoelettrica fossile altrimenti necessaria. Nel 2014 le emissioni evitate sono aumentate del 33,9%.

Migliaia di tonnellate

	2014	2013	2014-2013
Emissioni di CO₂ evitate	22.037,8	16.464,2	5.573,6
Idro	8.536,6	5.817,9	2.718,7
Geo	3.254,5	2.816,1	438,4
Eolico	9.921,4	7.570,7	2.350,7
Biomasse e parte biodegradabile dei rifiuti	74,0	70,1	3,9
Fotovoltaico	251,3	189,4	61,9

Le emissioni di gas serra connesse al consumo di combustibili per il parco di produzione da cogenerazione e biomassa, nel 2014 sono diminuite rispetto al 2013 a causa della vendita di tutto il parco di cogenerazione di Enel Green Power.

Tonnellate			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni nette di gas serra	1.021	100.975	(99.954)

g/kWh eq. netto			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni specifiche di gas serra	8,8	194,2	(185,4)

Riguardo all'NO_x, l'incremento delle emissioni specifiche deriva dal confronto con il dato dell'anno precedente: nel 2013, infatti, alcuni impianti del parco termoelettrico in cui

Enel Green Power era società minoritaria non sono stati considerati per il calcolo dell'indicatore.

Tonnellate			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni nette di NO _x	488	436	52

g/kWh eq. netto			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni specifiche nette di NO _x	4,2	0,8	3,4

Tonnellate			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni di SO ₂	1,1	22,2	(21,1)

g/kWh			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni specifiche nette di SO ₂	0,01	0,05	(0,04)

Tonnellate			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni nette di Polveri	0,8	27,3	(26,5)

Le emissioni di idrogeno solforato (H₂S), tipiche della produzione geotermica, sono invece risultate in diminuzione del 9,2% rispetto al 2013 nonostante l'aumento della produzione. Tale effetto è il risultato della progressiva diffusione del sistema di abbattimento, brevettato da Enel Green Power,

denominato AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato), la cui installazione è iniziata nel 2003. Nel corso del 2015 verrà completata l'installazione degli AMIS in tutte le centrali geotermiche del Gruppo.

Tonnellate			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni di H ₂ S	7.366	8.110	(744)

g/kWh			
	2014	2013	2014-2013
Emissioni specifiche nette di H ₂ S da produzione geotermica	1,2	1,5	(0,3)

Le emissioni di gas SF₆ hanno subito una contrazione del 42,2% grazie a una serie di interventi mirati: dal punto di vista infrastrutturale per i nuovi impianti sono stati acquistati interruttori di nuova generazione con sistemi automatici di rilevamento delle pressioni del gas, con trasmissione a distanza e sistema integrato di blocco perdite, mentre le ap-

parecchiature obsolete vengono sostituite con sistemi "SF₆ free". Dal punto di vista gestionale Enel Green Power si è dotata di procedure e programmi di controllo periodico delle perdite, gestione controllata per riduzione dispersione in fase di ripristino della pressione e corretto recupero del gas.

Tonnellate di CO₂ equivalente

	2014	2013	2014-2013
Emissioni di SF ₆	1.204,8	2.085,4	(880,5)

La quantità di acqua prelevata da fonti non scarse ammonta a 37,9 migliaia di metri cubi, registrando una diminuzione dell'1,8% rispetto al 2013. Tale variazione è dovuta alla ven-

dità di alcuni impianti di cogenerazione e all'ottimizzazione nel processo di recupero delle acque in alcuni impianti di biomassa.

Migliaia di m³

	2014	2013	2014-2013
Prelievi di acqua	37,9	38,6	(0,7)
acque di superficie (zone umide, laghi, fiumi)	-	-	-
acque sotterranee (da pozzo)	36,3	38,5	(2,2)
acque da acquedotto	1,6	0,1	1,5

Oltre all'impegno nella prevenzione, con investimenti nella manutenzione degli impianti e nella formazione e addestramento del personale, Enel Green Power ha messo in campo azioni volte a migliorare la capacità di risposta e gestione delle emergenze da sversamenti accidentali di olio/combu-

stibili derivanti da attività sia di costruzione sia di esercizio. Questo si traduce in una netta diminuzione degli sversamenti significativi, che registrano un calo del 56,3%, rispetto al 2013.

Numero

	2014	2013	2014-2013
Sversamenti significativi	21	48	(27)

Le nostre persone

Le persone del Gruppo Enel Green Power a fine 2014 sono 3.609, il 4% in più rispetto al 2013. La crescita si è verificata in modo particolare nell'area America Latina (+16,5%), in coerenza con lo sviluppo del business che,

anche nel 2014, ha visto una concentrazione di investimenti nei Paesi emergenti.

L'analisi della movimentazione del personale nel corso del 2014, inoltre, evidenzia gli effetti delle modifiche organizzative e delle variazioni al perimetro di consolidamento.

Numero

	2014	2013 restated	2014-2013
Organico per area geografica	3.609	3.469	140
Europa	2.392	2.381	11
America Latina	875	751	124
Nord America	342	337	5

Numero	Consistenza iniziale al 31.12.2013 restated	Assunzioni	Cessazioni	Trasferimenti Gruppo Enel	Variazioni del perimetro	Consistenza finale al 31.12.2014
Europa	2.381	259	(232)	48	(64)	2.392
America Latina	751	222	(98)	-	-	875
Nord America	337	63	(58)	-	-	342
Totale	3.469	544	(388)	48	(64)	3.609

Percentuale	2014	2013 restated	2014-2013
Tasso di turnover	13,5	11,5	2,0

Numero	2014	2013	2014-2013
Dipendenti in mobilità internazionale	71	57	14

Le donne rappresentano il 19,5% del personale Enel Green Power, in aumento del 7,8% rispetto al 2013, e le donne con la qualifica di Quadro o di Dirigente costituiscono il 24,5% di tutti i Dirigenti e Quadri.

Numero	2014	2013 restated	2014-2013
Dipendenti per genere			
Uomini	2.904	2.815	89
Donne	705	654	51

Percentuale	2014	2013 restated	2014-2013
Dipendenti per genere			
Uomini	80,5	81,1	(0,7)
Donne	19,5	18,9	0,7

Percentuale	2014	2013 restated	2014-2013
Incidenza delle donne Dirigenti e Quadri rispetto al totale Dirigenti e Quadri	24,5	22,5	2,0

Anni	2014	2013	2014-2013
Età media	40	42	(2)

Numero	2014	2013 restated	2014-2013
Forza lavoro per fasce d'età			
Inf. a 30	668	569	99
Da 30 a 50	2.036	1.947	89
Sup. a 50	905	953	(48)

Percentuale

	2014	2013 restated	2014-2013
Forza lavoro per fasce d'età			
Inf. a 30	18,5	16,4	2,1
Da 30 a 50	56,4	56,1	0,3
Sup. a 50	25,1	27,5	(2,4)

Nell'ambito delle politiche di sviluppo del personale, nel 2014 si è registrato un notevole aumento nelle ore totali di formazione erogate rispetto al 2013 con un conseguente incremento della formazione *pro capite* che si attesta su 42,6 ore annue.

Migliaia di ore

	2014	2013	2014-2013
Ore totali di formazione	153,1	94,8	58,3

Ore *pro capite*

	2014	2013 restated	2014-2013
Ore di formazione per dipendente	42,6	27,7	14,9

Gestione dei fornitori

I fornitori qualificati nel 2014 sono stati 3.627, in aumento del 3,2% rispetto al 2013. Il dato riflette l'impegno di Enel Green Power a estendere progressivamente il sistema di qualificazione a un numero sempre maggiore di comparti merceologici.

Numero

	2014	2013	2014-2013
Qualificazioni attive ⁽¹⁾	3.627	3.516	111

(1) Enel Green Power si avvale del sistema di qualificazione di Enel SpA.

Numero

	2014	2013 restated	2014-2013
Fornitori con cui è stato stipulato un nuovo contratto nell'anno	7.595	7.381	214

Gli acquisti di combustibili registrano un significativo aumento rispetto al 2013, con particolare riferimento agli acquisti di biomassa legnosa in Italia. La diminuzione degli acquisti di gas, invece, è dovuta alla vendita degli impianti di cogenerazione in Portogallo.

L'incremento degli acquisti legati a materiali e servizi riflette la crescita dimensionale del Gruppo e l'ampliamento del perimetro di attività.

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Acquisti combustibili	31,9	14,9	17,0
Gas	0,0004	12,1	(12,1)
Olio	1,7	2,3	(0,6)
Carbone/Biomasse	30,2	0,5	29,7
Servizi	-	-	-

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Acquisti materiali e servizi	2.498,3	1.725,6	772,7
Forniture	887,0	826,7	60,3
Lavori	728,4	378,1	350,3
Servizi	882,9	520,8	362,1

Numero

	2014	2013 restated	2014-2013
Fornitori esteri con contrattualizzato >1 mil. euro	30	25	5
Fornitori locali ⁽¹⁾ con contrattualizzato >1 mil. euro	182	138	44

(1) Per "fornitori locali" si intendono i fornitori con sede legale nel Paese in cui è stato emesso il contratto di fornitura.

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Spesa verso fornitori esteri con contr. >1 mil. euro	336,2	78,0	258,2
Spesa verso fornitori locali ⁽¹⁾ con contr. >1 mil. euro	1.862,5	1.385,2	477,3

(1) Per "fornitori locali" si intendono i fornitori con sede legale nel Paese in cui è stato emesso il contratto di fornitura.

L'aumento della spesa per lavori in appalto si è riflesso anche in un significativo incremento nel personale esterno che nel 2014 ha operato all'interno degli impianti Enel Green

Power e nei giorni complessivamente impiegati dagli appaltatori nelle attività di costruzione, esercizio e manutenzione (+32,2%).

FTE

	2014	2013	2014-2013
Organico di ditte appaltatrici	6.932	5.292	1.640

Numero

	2014	2013	2014-2013
Giorni lavorati da dipendenti di appaltatori e subappaltatori	1.819.621	1.375.985	443.636
in attività di costruzione	1.324.106	903.684	420.422
in attività di "operations"	148.655	143.819	4.836
in attività di manutenzione	346.860	328.482	18.378

Risultati economici e patrimoniali per area di attività



Si evidenzia che dal 24 aprile 2014 il Gruppo ha adottato la seguente nuova struttura organizzativa:

- > 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 rivende 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 l'esercizio 2014 e per l'esercizio 2013 restated riclassificato in base alla nuova struttura organizzativa 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.

Risultati per area di attività

2014

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		TOTALE
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.064	538	394	-	2.996	-	2.996
Ricavi intersettoriali	65	-	-	(65)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.129	538	394	(65)	2.996	-	2.996
Margine operativo lordo	1.464	202	276	-	1.942	(4)	1.938
Ammortamenti e perdite di valore	734	60	127	-	921	-	921
Utile operativo	730	142	149	-	1.021	(4)	1.017
Investimenti	395	926	308	-	1.629	-	1.629

2013 restated

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		TOTALE
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	1.950	408	363	-	2.721	138	2.859
Ricavi intersettoriali	51	-	-	(51)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.001	408	363	(51)	2.721	138	2.859
Margine operativo lordo	1.330	203	246	-	1.779	69	1.848
Ammortamenti e perdite di valore	510	62	107	-	679	8	687
Utile operativo	820	141	139	-	1.100	61	1.161
Investimenti⁽¹⁾	436	608	203	-	1.247	-	1.247

(1) Valore al 31 dicembre 2013 al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

Variazione

Milioni di euro	Continuing operations				Discontinued operations		TOTALE
	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale	Retail	
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	114	130	31	-	275	(138)	137
Ricavi intersettoriali	14	-	-	(14)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	128	130	31	(14)	275	(138)	137
Margine operativo lordo	134	(1)	30	-	163	(73)	90
Ammortamenti e perdite di valore	224	(2)	20	-	242	(8)	234
Utile operativo	(90)	1	10	-	(79)	(65)	(144)
Investimenti	(41)	318	105	-	382	-	382

Europa

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	1.575	1.575	-	302	302	-
Geotermica	761	723	38	34	33	1
Eolica	3.201	3.387	(186)	159	172	(13)
Solare	269	221	48	83	67	16
Cogenerazione	-	37	(37)	-	15	(15)
Biomassa	39	23	16	5	3	2
Totale	5.845	5.966	(121)	583	592	(9)
- Italia	3.115	3.057	58	407	397	10
- Iberia	1.836	1.857	(21)	110	126	(16)
- Romania	534	534	-	13	13	-
- Grecia	308	290	18	50	42	8
- Francia	-	186	(186)	-	12	(12)
- Sudafrica	10	-	10	1	-	1
- Bulgaria	42	42	-	2	2	-

La capacità installata netta evidenzia una riduzione di 121 MW principalmente riconducibile alla cessione della capacità eolica in Francia (186 MW al 31 dicembre 2013, 196 MW alla data di cessione) e al decommissioning di alcune partecipate portoghesi operanti nel settore della cogenerazione (37 MW), effetti in parte compensati dalla maggiore capacità solare derivante dall'acquisizione del controllo nella società Enel Green Power Solar Energy (48 MW).

Al netto degli effetti citati, la capacità installata netta registra un incremento di 54 MW principalmente riconducibile

all'incremento della capacità geotermica (38 MW) in Italia e della biomassa (16 MW) in Spagna.

Si evidenzia che la precedente tabella non include la capacità installata relativa alle società valutate con il metodo del patrimonio netto. Con riferimento al consorzio portoghese ENEOP, si segnala che l'accordo tra i soci prevede lo split degli asset tra gli stessi. Al termine delle attività realizzative è pertanto atteso il consolidamento di circa 500 MW, presumibilmente nel secondo trimestre 2015.

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	7.352	6.753	599	1.574	1.582	(8)
Geotermica	5.547	5.301	246	730	724	6
Eolica	7.349	7.527	(178)	3.377	3.363	14
Solare	306	226	80	242	186	56
Cogenerazione	-	191	(191)	-	37	(37)
Biomassa	116	114	2	24	23	1
Totale	20.670	20.112	558	5.947	5.915	32
- Italia	14.108	13.226	882	3.070	3.049	21
- Iberia	4.359	4.792	(433)	1.821	1.848	(27)
- Romania	1.268	1.081	187	534	510	24
- Grecia	497	565	(68)	299	287	12
- Francia	347	362	(15)	176	179	(3)
- Sudafrica	8	-	8	5	-	5
- Bulgaria	83	86	(3)	42	42	-

La produzione di energia nel 2014 ha registrato un incremento in tutte le tecnologie a eccezione dell'eolico e della cogenerazione, quest'ultima a seguito del totale decommissioning dei relativi impianti (191 GWh).

La crescita della produzione realizzatasi nel settore idroelettrico (599 GWh) e geotermico (246 GWh), a parità di capacità installata, riflette la maggiore idraulicità registrata in Italia e il miglior rendimento degli impianti.

L'aumento della produzione solare riflette la maggiore capacità installata in Italia (45 GWh) e in Romania (25 GWh).

La produzione da fonte eolica ha invece registrato una riduzione in Iberia (219 GWh), Grecia (74 GWh) e Italia (29 GWh) a causa della minore disponibilità della risorsa, effetto parzialmente compensato dalla crescita in Romania (162 GWh) a seguito della piena operatività degli impianti.

Impianti non ancora operativi

	Impianti in costruzione					
	MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Geotermica	-	38	(38)	-	2	(2)
Eolica	20	30	(10)	2	2	-
Solare	149	-	149	2	-	2
Biomassa	21	15	6	5	1	4
Totale	190	83	107	9	5	4
- Italia	41	65	(24)	7	4	3
- Francia	-	18	(18)	-	1	(1)
- Sudafrica	149	-	149	2	-	2

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, i progetti eolici San Vito dei Normanni da 12 MW e Barile Venosa da 8 MW).

In Europa i principali impianti in costruzione riguardano il settore solare in Sudafrica (due progetti per un totale di 149 MW).

	Impianti autorizzati					
	MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	8	1	7	12	6	6
Eolica	199	-	199	2	-	2
Solare	165	-	165	2	3	(1)
Biomassa	-	1	(1)	-	-	-
Totale	372	2	370	16	9	7
- Italia	8	2	6	12	9	3
- Sudafrica	364	-	364	4	-	4

I principali impianti autorizzati in Italia si riferiscono a progetti di rifacimento idroelettrici. In Sudafrica, i principali impianti autorizzati sono nel settore eolico e solare (due pro-

getti eolici per un totale di 199 MW e due progetti solari per un totale di 165 MW).

Risultati economici e patrimoniali

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.064	1.950	114
Ricavi intersettoriali	65	51	14
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.129	2.001	128
Margine operativo lordo	1.464	1.330	134
Utile operativo	730	820	(90)
Dipendenti a fine periodo (n.)	2.392	2.381	11
Investimenti operativi ⁽¹⁾	395	436	(41)

(1) Valore al 31 dicembre 2013 al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non era stata ancora avviata.

I **ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value**, pari a 2.064 milioni di euro, evidenziano un incremento di 114 milioni di euro rispetto al 2013 restated (5,9%) per effetto dell'incremento degli altri ricavi (269 milioni di euro) che ha più che compensato la riduzione dei ricavi connessi alla vendita di energia (155 milioni di euro) principalmente in Iberia, per effetto dei nuovi valori di remunerazione contenuti nel Regio Decreto Legge 9/2013 ai fini della determinazione dei ricavi per vendita di energia in Spagna.

L'incremento degli altri ricavi (269 milioni di euro) si riferisce principalmente agli effetti derivanti dall'accordo transattivo siglato con INE (società energetica statale salvadoregna), che ha anche determinato la cessione della partecipazione in LaGeo (123 milioni di euro), dalla cessione della partecipazione in Enel Green Power France (31 milioni di euro) e dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off-take" della produzione della fabbrica 3SUN (95 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo**, pari a 1.464 milioni di euro, registra un incremento di 134 milioni di euro rispetto al 2013 restated (10,1%), in linea con l'andamento dei ricavi e per effetto del decremento dei costi di acquisto combustibile (28 milioni di euro) a seguito del totale decommissioning della cogenerazione e della tassa sulla produzione da fonti rinnovabili in Spagna e Grecia, conseguente alla riduzione dei ricavi da energia (17 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento dei costi di acquisto di energia in Romania (12 milioni di euro) e degli altri costi in Italia (23 milioni di euro).

L'**utile operativo**, pari a 730 milioni di euro, evidenzia un decremento di 90 milioni di euro rispetto al 2013 restated (-11,0%) per effetto del citato aumento del margine operativo lordo e della rilevazione dell'effetto della perdita di valore relativa alla CGU Enel Green Power Hellas rilevata in sede di impairment test sull'avviamento al 31 dicembre 2014 pari a 181 milioni di euro con un impatto complessivo sull'utile netto di 231 milioni di euro.

Dipendenti a fine esercizio

Numero

	2014	2013	2014-2013
Europa	2.392	2.381	11
Italia	1.972	1.927	45
Francia	-	54	(54)
Grecia	88	79	9
Romania	62	58	4
Sudafrica	30	-	30
Bulgaria	7	7	-
Spagna	201	202	(1)
Portogallo	27	51	(24)
Olanda	5	3	2

Nell'area Europa si è verificato, nel 2014, un incremento netto complessivo di 11 unità rispetto al 2013 (+0,5%), in particolare in Italia e Sudafrica, parzialmente compensato

dalla riduzione del personale a seguito della cessione delle società francesi.

Investimenti

Gli **investimenti** del 2014 ammontano a 395 milioni di euro (436 milioni di euro nel 2013 restated), di cui 312 milioni di euro realizzati in Italia (323 milioni di euro nel 2013 restated) e 83 milioni di euro nel resto d'Europa (113 milioni di euro nel 2013 restated).

Gli investimenti realizzati in Italia si riferiscono principalmente a impianti geotermici per 161 milioni di euro (174 milioni di euro nel 2013 restated), idroelettrici per 77 milioni di euro (57 milioni di euro nel 2013 restated) e biomasse per

30 milioni di euro (3 milioni di euro nel 2013 restated).

Nel resto d'Europa, gli investimenti si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici in Francia per 27 milioni di euro (15 milioni di euro nel 2013 restated), in Iberia per 14 milioni di euro (35 milioni di euro nel 2013 restated), in Sudafrica per 8 milioni di euro (non presenti nel 2013 restated) e in Romania per 7 milioni di euro (29 milioni di euro nel 2013 restated), oltre a impianti solari in Sudafrica per 14 milioni di euro (non presenti nel 2013 restated).

Dati operativi della Capogruppo

Capacità installata netta e produzione netta di energia

Tecnologia	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	1.512	1.512	-	279	279	-
Geotermica	761	723	38	34	33	1
Eolica	610	564	46	28	27	1
Solare	91	85	6	31	30	1
Totale	2.974	2.884	90	372	369	3

Il parco impianti di Enel Green Power SpA è costituito da 372 impianti installati (369 impianti al 31 dicembre 2013), per un totale di 2.974 MW (2.884 MW al 31 dicembre 2013). L'incremento della capacità installata rispetto all'esercizio precedente riflette la realizzazione della nuova centrale ge-

otermica di Bagnore 4 (38 MW) e l'acquisizione dell'impianto eolico della società Enel Green Power Cutro Srl (46 MW) e dell'impianto solare della società Enel Green Power Canaro Srl (6 MW), fuse per incorporazione in Enel Green Power SpA con decorrenza 1° dicembre 2014.

Idroelettrico

Enel Green Power SpA, tra impianti direttamente gestiti e impianti in concessione, possiede in Italia 279 impianti idroelettrici per una potenza complessiva di 1.512 MW, con un rilevante impegno professionale per la garanzia della sicurezza e della manutenzione delle opere civili e meccaniche che compongono l'impianto.

Enel Green Power SpA al 31 dicembre 2014 dispone di 50 impianti idroelettrici in esercizio qualificati o in corso di qualifica "IAFR" dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e, pertanto, ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi (ai sensi del decreto legislativo 28/2011 e successive modifiche e integrazioni) e di un impianto in corso di qualifica per l'accesso alle nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (decreto ministeriale 6 luglio 2012).

Geotermico

Enel Green Power SpA gestisce 34 impianti geotermoelettrici in Val di Cecina e sull'Amiata (Toscana) per una potenza complessiva di 761 MW, con circa 61 forniture di teleriscaldamento, calore geotermico per 28,6 ettari di serre e una produzione elettrica di oltre 5 miliardi di kWh annui, pari al

consumo medio di circa 2,5 milioni di famiglie italiane.

Sono 22 gli impianti in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi ai sensi del decreto legislativo 28/2011 e successive modifiche e integrazioni, e due gli impianti qualificati o in corso di qualifica per l'accesso alle nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (decreto ministeriale 6 luglio 2012).

Eolico

Enel Green Power SpA al 31 dicembre 2014 gestisce 28 centrali eoliche per una potenza complessiva di 610 MW.

Tutti gli impianti eolici in esercizio sono qualificati "IAFR" dal GSE e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui al decreto legislativo 28/2011 e successive modifiche e integrazioni.

Solare

Enel Green Power SpA gestisce 31 impianti fotovoltaici, con una capacità installata complessiva di 91 MW.

La maggior parte degli impianti fotovoltaici è ammessa al regime di tariffe incentivanti ("Conto Energia").

Tecnologia	Produzione netta (TWh)			Capacità installata media (MW)		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	7.197	6.559	638	1.512	1.512	-
Geotermica	5.548	5.301	247	730	723	7
Eolica	1.010	958	52	609	563	46
Solare	112	87	25	91	76	15
Totale	13.867	12.905	962	2.942	2.874	68

Complessivamente si registra un incremento della produzione del 7,5% per effetto principalmente della maggiore produzione idroelettrica e geotermica, in aumento rispettivamente del 9,7% e del 4,7%, realizzata grazie alla maggiore disponibilità delle risorse.

Con riferimento alla produzione di energia da fonte eolica, si evidenzia un incremento del 5,4% dovuto alla citata in-

corporazione della società Enel Green Power Cutro Srl (produzione netta pari a 86 GWh), in parte compensata dalla minore risorsa eolica disponibile.

L'incremento della produzione solare, pari al 28,4%, è dovuto alla migliore performance degli impianti e alla citata incorporazione della società Enel Green Power Canaro Srl (produzione netta pari a 7 GWh).

Impianti non ancora operativi

Tecnologia	Impianti in costruzione						Impianti autorizzati					
	MW			Numero di impianti			MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Eolica	20	12	8	2	1	1	-	-	-	-	-	-
Biomassa	6	-	6	3	-	3	-	1	(1)	-	3	(3)
Idroelettrica	-	-	-	3	-	3	7	1	6	12	6	6
Geotermica	-	38	(38)	-	2	(2)	-	-	-	-	-	-
Totale	26	50	(24)	8	3	5	7	1	6	12	9	3

Gli impianti in costruzione si riferiscono principalmente ai progetti eolici San Vito dei Normanni da 12 MW e Barile Venosa da 8 MW e al progetto di biomassa Cornia 2 da 5 MW.

Investimenti della Capogruppo

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Impianti di produzione:			
- geotermici	164	178	(14)
- idroelettrici	79	59	20
- eolici	15	18	(3)
- biomasse	6	-	6
- solari	5	37	(32)
Altri investimenti operativi	10	14	(4)
Totale	279	306	(27)

Gli investimenti, comprensivi degli oneri finanziari capitalizzati pari a 10 milioni di euro nel 2014 (13 milioni di euro nel 2013), relativi agli impianti geotermici hanno riguardato principalmente la costruzione della nuova centrale Bagno-re 4 entrata in esercizio a fine 2014 (38 MW) e le attività relative al progetto di riassetto dell'area Piancastagnaio già avviate nel 2012, attraverso interventi di natura sia mineraria sia impiantistica finalizzati al recupero della potenzialità produttiva delle centrali geotermiche presenti nella suddetta area. Sono, inoltre, proseguite le attività relative al progetto "Recupero Vapore" che prevede la perforazione di nuovi pozzi geotermici e/o il ripristino di pozzi esistenti finalizzati al recupero di vapore per consentire la piena produttività delle centrali geotermiche esistenti, influenzate dal naturale declino del campo geotermico.

Gli investimenti nel 2014 includono anche le attività di mantenimento degli impianti già in esercizio fra cui, si segnala, l'installazione di nuovi impianti AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato) e l'acquisto di un nuovo impianto di perforazione.

Gli interventi relativi agli impianti idroelettrici hanno riguardato le attività di rinnovamento delle centrali di San Pellegrino,

Mura e San Pietro d'Orzio (Lombardia), Castel Giubileo, San Savino e Vadocusanò (Lazio), Villa Potenza e Carassai (Marche), Bognanco e Alpignano (Piemonte), Arson, Caerano e Castelviero (Veneto), Bolognano (Abruzzo), Coscile II (Calabria), Ponte Annibale (Campania), il rifacimento della diga di Riolutano (Toscana) e il mantenimento degli impianti già in esercizio.

Gli investimenti relativi agli impianti solari si riferiscono principalmente alle attività di completamento degli impianti di Serre Persano, Interporto e Capriati (Campania), Catania, Rosolini e Barrafranca (Sicilia), Casoli (Abruzzo) e Sesto Campano (Molise).

Gli investimenti relativi agli impianti eolici si riferiscono principalmente al completamento di alcuni lavori sugli impianti già operativi di Portoscuso in Sardegna, Potenza Pietragalla in Basilicata e Cutro in Calabria e al proseguimento delle attività di realizzazione dell'impianto di San Vito dei Normanni in Puglia.

Gli investimenti relativi agli impianti biomassa si riferiscono principalmente al potenziamento della centrale geotermica toscana Cornia 2 con biomasse, e al completamento degli impianti di Mongiana e San Nicola da Crissa in Calabria.

Complessivamente, nel 2014, a fronte degli investimenti in impianti di produzione si è registrato un aumento di capacità produttiva pari a 38,2 MW (38 MW per impianti geotermici e 0,2 MW per impianti idroelettrici).

Gli investimenti in impianti di produzione sono pari a 269 milioni di euro (292 milioni di euro nel 2013) e sono esposti, distinti per finalità, nella tabella seguente:

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Investimenti per finalità			
Rinnovamento ⁽¹⁾	61	96	(35)
Mantenimento ⁽²⁾	128	104	24
Nuovi impianti	80	92	(12)
Totale	269	292	(23)

(1) Si intende, per rinnovamento, la trasformazione di impianti esistenti.

(2) Si intende, per mantenimento, il miglioramento, l'ammodernamento e l'eventuale sviluppo di impianti esistenti, interventi legati a tematiche di sicurezza, ambiente o altri obblighi di legge e prescrizioni di organi di vigilanza.

Fatti di rilievo dell'anno corrente ⁽¹⁵⁾

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

Enel Green Power e SECI presentano il progetto PowerCrop di Russi presso Confindustria Ravenna

20 marzo 2014 - Enel Green Power e SECI Energia hanno presentato il nuovo progetto di realizzazione della centrale a biomasse PowerCrop nel comune di Russi.

La centrale di Russi, che nasce nell'area industriale precedentemente occupata dallo zuccherificio Eridania, prevede un investimento di 126 milioni di euro e la creazione di oltre 300 nuovi posti di lavoro tra dipendenti diretti e indotto nella nuova realtà produttiva, a cui si aggiungono 200 persone che saranno impiegate nella fase dei lavori del cantiere. L'impianto a biomassa, con una potenza installata di 30 MW, sarà alimentato da cippato di legno vergine da filiera, il cui fabbisogno è di circa 270.000 tonnellate all'anno. L'impianto a biogas, della potenza di 1 MW, sarà alimentato con 18.000 tonnellate all'anno di insilato di mais e 26.000 tonnellate all'anno di deiezioni suine provenienti dagli allevamenti limitrofi evitandone l'immissione nel territorio.

Enel Green Power: al via il primo impianto fotovoltaico in Sudafrica

21 maggio 2014 - Enel Green Power ha collegato alla rete elettrica sudafricana il primo impianto fotovoltaico presso

la città di Upington, appartenente alla municipalità locale di Khara Hais, nella provincia del Capo Settentrionale.

Con una capacità installata totale di 10 MW, il nuovo impianto potrà produrre a regime fino a circa 20 milioni di kWh all'anno, che corrispondono al fabbisogno annuo di circa 1.000 famiglie sudafricane.

L'energia "pulita" prodotta dall'impianto di Upington consentirà di evitare l'emissione in atmosfera di circa 10.000 tonnellate di CO₂ all'anno.

Ristrutturazione finanziaria delle controllate nordamericane ⁽¹⁶⁾

17 dicembre 2014 - Il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power ha approvato l'operazione di ristrutturazione finanziaria delle società nordamericane Enel Green Power North America Inc. ("EGP NA") ed Enel Green Power North America Development Inc. ("EGP NAD"), direttamente e interamente controllate da Enel Green Power International BV ("EGPI BV") e indirettamente dalla Società, al fine di ottimizzare la leva finanziaria del gruppo nordamericano.

Tale operazione è stata realizzata convertendo parte del patrimonio netto delle due società nordamericane in debito, utilizzando principalmente la linea di finanziamento a breve erogata da Enel Green Power SpA (attraverso la stipula di

(15) Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

(16) Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA.

due contratti di finanziamento verso EGP NA ed EGP NAD per complessivi 535 milioni di euro.

In particolare, tale operazione ha determinato:

- > il rimborso dalle società nordamericane alla controllante EGPI BV di riserve di patrimonio netto per 652 milioni di euro e la contestuale riduzione del valore delle par-

tecipazioni della controllante nelle due società nordamericane;

- > il rimborso da EGPI BV alla controllante Enel Green Power SpA di riserve di patrimonio netto e la contestuale riduzione del valore della partecipazione della controllante in EGPI BV per 652 milioni di euro.

America Latina

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	732	732	-	33	33	-
Eolica	830	432	398	17	8	9
Solare	136	-	136	4	1	3
Totale	1.698	1.164	534	54	42	12
- Panama	300	300	-	1	1	-
- Messico	297	197	100	7	6	1
- Guatemala	163	163	-	5	5	-
- Cile	507	272	235	8	4	4
- Brasile	376	177	199	30	23	7
- Costa Rica	55	55	-	3	3	-

La capacità installata netta registra una crescita pari a 534 MW e si riferisce sostanzialmente alla capacità eolica in Brasile (198 MW, principalmente riconducibile al primo trimestre

2014), in Cile (99 MW) e in Messico (100 MW nel terzo trimestre 2014). L'incremento della capacità installata netta solare è interamente riconducibile al Cile (136 MW).

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	3.188	3.108	80	732	732	-
Eolica	1.238	718	520	430	241	189
Solare	28	-	28	27	-	27
Totale	4.454	3.826	628	1.189	973	216
- Panama	1.125	1.220	(95)	300	300	-
- Messico	845	650	195	230	197	33
- Guatemala	719	665	54	164	164	-
- Cile	955	623	332	324	164	160
- Brasile	595	501	94	116	93	23
- Costa Rica	215	167	48	55	55	-

La produzione di energia del 2014 presenta un incremento sostanzialmente riconducibile alla maggior produzione eolica in Cile, Messico e Brasile e idroelettrica in Messico, Gua-

temala e Costa Rica, effetti che hanno più che compensato il decremento della produzione idroelettrica in Panama.

Impianti non ancora operativi

Impianti in costruzione

	MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	152	50	102	4	1	3
Eolica	403	499	(96)	7	10	(3)
Solare	31	36	(5)	3	1	2
Totale	586	585	1	14	12	2
- Cile	79	135	(56)	2	2	-
- Messico	202	202	-	2	2	-
- Costa Rica	50	50	-	1	1	-
- Brasile	193	198	(5)	7	7	-
- Panama	12	-	12	1	-	1
- Uruguay	50	-	50	1	-	1

I principali impianti in costruzione sono presenti in Brasile nel settore eolico (Dois Riachos 30 MW e Damascena-Maniçoba 60 MW) e idroelettrico (Apiacás 102 MW), in Cile nel settore eolico (Talinay II 61 MW) e solare (Lalackama II 18

MW), in Costa Rica nel settore idroelettrico (Chucás 50 MW), in Messico nel settore eolico (Sureste 102 MW e Dominica II 100 MW), nel settore solare in Panama (Chiriquí 12 MW) e in Uruguay nel settore eolico (Melowind 50 MW).

Impianti autorizzati

	MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	-	102	(102)	-	3	(3)
Eolica	52	-	52	2	-	2
Solare	347	61	286	5	2	3
Totale	399	163	236	7	5	2
- Cile	360	60	300	4	1	3
- Brasile	39	103	(64)	3	4	(1)

I principali impianti autorizzati sono presenti in Brasile nel settore eolico (Esperança 28 MW) e nel settore solare (Pernambuco 11 MW) e in Cile nel settore eolico (Los Buenos

Aires 24 MW) e solare (Finis Terrae 160 MW, Carrera Pinto 97 MW e Pampa Norte 79 MW).

Risultati economici e patrimoniali

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	538	408	130
Ricavi intersettoriali	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	538	408	130
Margine operativo lordo	202	203	(1)
Utile operativo	142	141	1
Dipendenti a fine periodo (n.)	875	751	124
Investimenti operativi	926	608	318

I **ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value**, pari a 538 milioni di euro, registrano un incremento di 130 milioni di euro (tenuto conto dell'effetto cambi negativo di 10 milioni di euro), conseguenza principalmente di un aumento dei ricavi connessi alla vendita di energia (137 milioni di euro) principalmente in Brasile (66 milioni di euro), in Cile (34 milioni di euro) e in Panama (24 milioni di euro).

Il **marginale operativo lordo**, pari a 202 milioni di euro, è in linea con l'esercizio precedente (203 milioni di euro nel 2013 restated), tenuto conto dell'effetto cambi positivo di 1 milione di euro.

Il citato incremento dei ricavi (130 milioni di euro) è stato infatti compensato dall'incremento dei costi di acquisto di energia (pari a 121 milioni di euro) principalmente in Brasile,

a causa di ritardi nella realizzazione dell'interconnessione risolti nel quarto trimestre 2014, in Cile e in Panama.

Si evidenzia che nel corso del primo trimestre 2014 è stato siglato un accordo con il Governo panamense volto a compensare gli effetti negativi legati alla mancata produzione di energia, e conseguente acquisto, successiva al 1° marzo 2014. Tale accordo non copre il recupero del minor margine realizzato nell'esercizio 2013 e nei primi due mesi del 2014.

L'**utile operativo**, pari a 142 milioni di euro, è sostanzialmente in linea rispetto al 2013 restated (pari a 141 milioni di euro). L'incremento degli ammortamenti riconducibile alla maggiore capacità installata in Cile, Brasile e Messico è stato infatti più che compensato dai minori adeguamenti di valore di alcuni specifici progetti, principalmente in Nicaragua, registrati nel corso del 2013 restated.

Dipendenti a fine esercizio

Numero

	2014	2013	2014-2013
America Latina	875	751	124
Brasile	269	227	42
Cile	178	127	51
Colombia	3	3	-
Perù	7	4	3
Costa Rica	78	80	(2)
El Salvador	1	4	(3)
Guatemala	117	116	1
Messico	121	98	23
Uruguay	5	-	5
Panama	96	92	4

L'area America Latina ha visto un incremento complessivo nell'organico di 124 unità, pari al 16,5%. Tale effetto è dovuto in particolare alla significativa crescita in Messico, Cile e Brasile, in linea con lo sviluppo delle attività in tali Paesi.

Investimenti

Gli **investimenti** del 2014 ammontano a 926 milioni di euro (608 milioni di euro nel 2013 restated) e si riferiscono princi-

palmente alla realizzazione di impianti eolici in Messico per 242 milioni di euro (80 milioni di euro nel 2013 restated), in Brasile per 165 milioni di euro (308 milioni di euro nel 2013 restated) e in Cile per 165 milioni di euro (149 milioni di euro nel 2013 restated), nonché di impianti solari in Cile per 198 milioni di euro (9 milioni di euro nel 2013 restated) e di impianti idroelettrici in Brasile per 55 milioni di euro (20 milioni di euro nel 2013 restated) e in Costa Rica per 48 milioni di euro (16 milioni di euro nel 2013 restated).

Eventi di rilievo ⁽¹⁷⁾

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

Enel Green Power si aggiudica contratti pluriennali di fornitura di energia in Brasile

2 gennaio 2014 - Enel Green Power si è aggiudicata dei contratti pluriennali di fornitura di energia in Brasile nell'ambito della gara pubblica "Pernambuco's Solar Tender" con due progetti fotovoltaici che avranno una capacità totale di 11 MW. I due impianti saranno contigui e localizzati nello Stato di Pernambuco, nel nord-est del Brasile. A regime, i due impianti potranno generare fino a oltre 17 GWh all'anno.

Enel Green Power firma con BBVA un accordo di finanziamento in Cile

7 gennaio 2014 - Enel Green Power, attraverso la controllata Enel Green Power Chile Ltda, ha finalizzato con il Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Chile un contratto di finanziamento per 150 milioni di dollari statunitensi destinato a parziale copertura del piano degli investimenti previsto per i prossimi anni nel Paese. Il contratto di finanziamento, che avrà una durata di cinque anni, è stato erogato per 100 milioni di dollari statunitensi nel mese di dicembre 2013 e per la restante parte nel mese di febbraio 2014, è caratterizzato da

un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato ed è assistito da una parent company guarantee rilasciata dalla controllante Enel Green Power.

Enel Green Power firma con BBVA un accordo di finanziamento in Messico

7 gennaio 2014 - Enel Green Power, attraverso la controllata Enel Green Power México, S de RL de Cv, ha finalizzato con il Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Bancomer un contratto di finanziamento per 150 milioni di dollari statunitensi destinato alla copertura parziale degli investimenti del Paese. Il contratto di finanziamento, erogato nel 2013 e che avrà una durata di cinque anni, è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato ed è assistito da una parent company guarantee rilasciata dalla controllante Enel Green Power.

Completato il primo parco eolico in Brasile

17 febbraio 2014 - Enel Green Power ha terminato la costruzione del suo primo impianto eolico in Brasile, a Bahia, nella località di Morro do Chapéu. Primavera, questo il nome del



(17) Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

nuovo impianto, è composto da 13 turbine eoliche da 2,3 MW ciascuna, per una capacità installata complessiva di 30 MW, in grado di generare oltre 145 milioni di kWh all'anno.

Completato il secondo parco eolico in Brasile

5 marzo 2014 - Enel Green Power ha terminato la costruzione del secondo impianto eolico del complesso eolico Cristal, in Brasile, a Bahia, nella località di Morro do Chapéu. São Judas, questo il nome del nuovo impianto, è composto da 13 turbine eoliche da 2,3 MW ciascuna, per una capacità installata complessiva di 30 MW, in grado di generare oltre 145 milioni di kWh all'anno.

Al via i lavori per un impianto innovativo in Cile

1° aprile 2014 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di un impianto innovativo in Cile, a Ollagüe vicino al confine con la Bolivia, composto da fotovoltaico, mini-eolico e sistema co-generativo per la produzione combinata di energia elettrica e acqua calda per la scuola del villaggio. La potenza installata sarà di 232 kW con una capacità produttiva pari a circa 460 MWh all'anno, l'equivalente dei consumi di 150 famiglie. L'impianto sarà di tipo "stand alone", ossia non collegato alla rete elettrica nazionale, e comprenderà un sistema di accumulo elettrochimico da 520 kWh in grado di gestire tutte le necessità tecniche della rete, garantendo agli abitanti dell'area di disporre dell'energia elettrica per 24 ore al giorno.

Enel Green Power completa il parco eolico di Cristal in Brasile

9 aprile 2014 - Enel Green Power ha terminato la costruzione del terzo e ultimo impianto del complesso eolico Cristal, nello Stato brasiliano di Bahia, nella località di Morro do Chapéu.

Il nuovo impianto, Cristal, che dà il nome a tutto il complesso eolico, è composto da 13 turbine da 2,3 MW ciascuna, per una capacità installata complessiva di 30 MW, in grado di generare oltre 145 milioni di kWh all'anno.

Il complesso di Cristal raggiunge così la sua capacità installata complessiva, pari a 90 MW, in grado di generare fino a oltre 400 milioni di kWh all'anno. La realizzazione del complesso eolico ha richiesto un investimento totale di circa 165 milioni di euro.

Con il nuovo parco eolico, Enel Green Power in Brasile raggiunge una capacità installata superiore a 260 MW, di cui oltre 90 MW idroelettrici.

Enel Green Power e IFC firmano un accordo di finanziamento per 200 milioni di dollari per lo sviluppo delle rinnovabili in Brasile

15 maggio 2014 - Enel Green Power, attraverso la sua controllata brasiliana Enel Brasil Participações Ltda, holding delle società brasiliane del Gruppo Enel Green Power, e IFC, membro della World Bank Group, hanno firmato un accordo di finanziamento per 200 milioni di dollari statunitensi. Il finanziamento è correlato alla costruzione di oltre 300 MW di eolico negli Stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, situati nel nord-est del Brasile.

Il finanziamento di IFC, che avrà una durata di 10 anni, è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato ed è assistito da una parent company guarantee rilasciata da Enel Green Power.

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

20 maggio 2014 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di due impianti fotovoltaici, Lalackama e Chañares, situati nel nord del Cile.

Lalackama, con 60 MW di capacità installata, a regime è in grado di generare fino a 160 GWh all'anno. L'investimento totale per la costruzione del nuovo impianto è di circa 110 milioni di dollari statunitensi.

Chañares, con una capacità di 40 MW, a regime è in grado di generare fino a 94 GWh all'anno. L'investimento totale per la costruzione del nuovo impianto è di circa 70 milioni di dollari statunitensi. A entrambi i progetti è associato un contratto di vendita di energia per la fornitura di clienti regolati.

Enel Green Power inizia la costruzione del suo primo impianto eolico in Uruguay

28 luglio 2014 - Enel Green Power ha dato il via alla costruzione del suo primo parco eolico in Uruguay, Melowind, situato nella zona di Cerro Largo, a circa 320 chilometri dalla capitale, Montevideo.

Con 50 MW di capacità installata, il parco eolico, una volta completato, sarà in grado di produrre più di 200 milioni di kWh all'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 62.000 tonnellate di CO₂. Melowind sarà caratterizzato da un "load factor" di oltre il 47%, equivalente a più di 4.100 ore di produzione all'anno. Per la realizzazione del nuovo parco eolico è previsto un investimento di circa 98 milioni di

dollari statunitensi. L'elettricità prodotta dal nuovo impianto sarà venduta a UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas), la società statale per la trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica in Uruguay, grazie a un "Power Purchase Agreement" della durata di 20 anni, già firmato.

Enel Green Power avvia la costruzione dell'impianto eolico Talinay Poniente in Cile

16 settembre 2014 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione del nuovo parco eolico di Talinay Poniente, che sarà composto da 32 turbine eoliche, per una capacità installata totale di 61 MW.

Una volta in esercizio, questo parco eolico sarà in grado di generare fino a oltre 160 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 60.000 famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 130.000 tonnellate di CO₂. La messa in esercizio è prevista per il primo semestre 2015. L'investimento totale per la costruzione del nuovo impianto è di circa 140 milioni di dollari statunitensi. Al progetto è associato un contratto di vendita di energia per la fornitura di clienti regolati. Questa gara, realizzata per il SIC (Sistema Interconnesso Centrale) da 26 aziende distributrici, è stata aggiudicata lo scorso novembre 2013. L'energia prodotta sarà consegnata alla rete di trasmissione dello stesso SIC. L'impianto è situato nella regione di Coquimbo, di fronte al parco di Talinay Oriente (90 MW), già operativo dallo scorso anno.

Al via i lavori per un nuovo parco fotovoltaico in Cile

16 ottobre 2014 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di Lalackama II, il suo quarto impianto fotovoltaico in Cile.

Con una capacità installata di 19 MW, una volta realizzato e messo in esercizio, l'impianto di Lalackama II sarà in grado di generare oltre 50 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 30.000 famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 30.000 tonnellate di CO₂.

Il progetto sarà realizzato nella municipalità di Taltal, nella regione di Antofagasta, a circa 950 km a nord di Santiago del Cile e coprirà un'area di circa 40 ettari. Questo impianto costituisce l'espansione del progetto Lalackama, attualmente in fase di completamento, e porterà a una capacità totale complessiva di circa 79 MW.

L'investimento totale per la costruzione del nuovo impianto è di circa 32 milioni di dollari statunitensi.

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

Enel Green Power e DCNS insieme per il primo centro di ricerca per l'energia marina in Cile

29 ottobre 2014 - Enel Green Power e DCNS sono stati selezionati dall'Organizzazione per lo sviluppo economico del Governo cileno CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) per creare un innovativo centro globale di eccellenza per lo sviluppo dell'energia marina, il cui nome è Marine Energy Research and Innovation Centre (MERIC).

Il centro sarà supportato da un contributo di circa 20 milioni di dollari statunitensi, in parte erogati in denaro e in parte come finanziamento. Il 65% del contributo arriverà da CORFO. L'attività di ricerca e sviluppo di MERIC si concentrerà sulle principali fonti di energia rinnovabile marina, come l'energia delle maree e del moto ondoso.

Enel Green Power e DCNS contribuiranno con i loro punti di forza nel progetto MERIC. Enel Green Power è leader mondiale nel settore delle energie rinnovabili e offrirà il punto di vista dell'utente finale, mettendo in evidenza quali siano i fattori più importanti per l'installazione, la gestione e la manutenzione di impianti marini al fine di garantire progetti sicuri, sostenibili e redditizi. DCNS è un importante player nei sistemi dell'energia marina con un significativo track record e competenze tecniche in maree, onde, vento in mare aperto e conversioni di energia termica, oltre a vantare esperienza nella metodologia e nella gestione di progetti industriali navali. MERIC sarà inoltre supportata dalle risorse e dalle competenze fornite dall'Organizzazione per sviluppo cilena Fundación Chile, dalla Fondazione INRIA Chile, dagli istituti di ricerca Pontificia Universidad Católica de Chile e Universidad Austral de Chile, e dalle filiali del Gruppo Enel Chilectra ed Endesa Chile.

Dal 2019 MERIC avrà un'infrastruttura consolidata e un'esperienza tali da fornire servizi all'industria locale e internazionale che desidera testare le tecnologie marine in ambiente marino cileno.

Enel Green Power mette in esercizio il suo più grande parco eolico in Cile

4 dicembre 2014 - Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete Taltal, il suo più grande parco eolico in Cile. Situato nell'omonimo distretto nella regione di Antofagasta,

l'impianto di Taltal è composto da 33 turbine eoliche da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 99 MW. L'impianto è in grado di generare fino a circa 300 GWh all'anno, pari al fabbisogno di consumo di circa 170.000 famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 200.000 tonnellate di CO₂.

L'investimento totale per la costruzione del nuovo impianto è stato di circa 190 milioni di dollari statunitensi. Al progetto è associato un contratto d'acquisto ventennale dell'energia prodotta dall'impianto (PPA), che sarà consegnata alla rete di trasmissione della regione centrale cilena (SIC).

Enel Green Power e Itaú Unibanco firmano un accordo di finanziamento per 100 milioni di dollari finalizzato allo sviluppo delle rinnovabili in Brasile

11 dicembre 2014 - Enel Green Power, attraverso la sua controllata brasiliana Enel Brasil Participações Ltda ("Enel Brazil"), e la banca brasiliana Itaú Unibanco SA ("Itaú") hanno firmato un accordo di finanziamento, della durata di 10 anni, per più di 260 milioni di Real brasiliani (circa 100 milioni di dollari statunitensi). Il finanziamento con Itaú è stato organizzato da International Finance Corporation (IFC) e coprirà parte degli investimenti per la costruzione di oltre 260 MW di eolico negli Stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, situati nel nord-est del Brasile. Il finan-

ziamento si aggiunge all'accordo di finanziamento da 200 milioni di dollari statunitensi, indicizzato al Real brasiliano, perfezionato con IFC nel maggio 2014, sempre a supporto dello sviluppo eolico di Enel Green Power nelle stesse aree. Il finanziamento presenta le stesse condizioni del citato finanziamento con IFC ed è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato.

Tre nuovi impianti eolici in Cile

29 dicembre 2014 - Enel Green Power ha completato e allacciato alla rete gli impianti fotovoltaici in Cile, Lalackama e Chañares, i cui lavori sono stati avviati nel primo semestre 2014.

I parchi, situati nelle regioni di Antofagasta e Atacama, con una capacità installata complessiva di 136 MW, hanno richiesto un investimento complessivo di circa 240 milioni di dollari statunitensi.

Enel Green Power ha altresì messo in esercizio ulteriori 4 MW con l'impianto di Diego de Almagro. L'impianto conta su una capacità installata totale di 36 MW ed è composto da circa 225.000 moduli per lo più a "film sottile", provenienti dalla fabbrica di Catania di Enel Green Power. Il parco è in grado di generare fino a 80 GWh all'anno, equivalenti al fabbisogno di consumo di circa 45.000 famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 50.000 tonnellate di CO₂. La costruzione del parco ha richiesto un investimento complessivo di circa 60 milioni di dollari statunitensi.

Nord America

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	317	317	-	63	63	-
Eolica	1.666	1.266	400	29	27	2
Geotermica	72	72	-	3	3	-
Biomassa	-	-	-	-	1	(1)
Solare	28	28	-	3	2	1
Totale	2.083	1.683	400	98	96	2

La capacità installata netta registra un incremento di 400 MW rispetto al 31 dicembre 2013 e si riferisce sostanzialmente all'acquisizione del controllo degli impianti eolici della società

Buffalo Dunes Wind Project (250 MW) avvenuto nel secondo trimestre 2014 e all'entrata in esercizio dell'impianto di Origin (150 MW) avvenuto nel terzo trimestre 2014.

	Produzione di energia (GWh)			Capacità installata media (MW)		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Idroelettrica	912	1.060	(148)	318	315	3
Eolica	5.309	3.842	1.467	1.490	1.108	382
Geotermica	407	280	127	72	48	24
Biomassa	-	133	(133)	-	16	(16)
Solare	46	45	1	29	27	2
Totale	6.674	5.360	1.314	1.909	1.514	395

La produzione di energia del 2014 presenta un incremento sostanzialmente riconducibile alla maggior produzione eolica per effetto della citata acquisizione del controllo della società Buffalo Dunes Wind Project (659 GWh) e delle società Chisholm View Wind Project (351 GWh) e Prairie Rose

(330 GWh), queste ultime due a partire dal secondo trimestre 2013, e alla maggior produzione geotermica a seguito dell'entrata in esercizio dell'impianto di Cove Fort nel terzo trimestre 2013 (126 GWh).

Impianti non ancora operativi

	Impianti in costruzione					
	MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Eolica	200	150	50	1	1	-
Totale	200	150	50	1	1	-

Il principale impianto in costruzione nel settore eolico è Goodwell (200 MW).

	Impianti autorizzati					
	MW			Numero di impianti		
	2014	2013	2014-2013	2014	2013	2014-2013
Eolica	74	-	74	1	-	1
Totale	74	-	74	1	-	1

Il principale impianto autorizzato nel settore eolico è Little Elk (74 MW).

Risultati economici e patrimoniali

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	394	363	31
Ricavi intersettoriali	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	394	363	31
Margine operativo lordo	276	246	30
Utile operativo	149	139	10
Dipendenti a fine periodo (n.)	342	337	5
Investimenti operativi	308	203	105

I ricavi verso terzi, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value, pari a 394 milioni di euro, registrano un incremento di 31 milioni di euro rispetto al 2013 restated (363 milioni di euro) per effetto principalmente dei maggiori ricavi per vendita di energia elettrica

(25 milioni di euro) e da tax partnership (20 milioni di euro), in linea con l'incremento della produzione, e dei minori altri ricavi (18 milioni di euro) che nel 2013 accoglievano elementi non ricorrenti.

Il **marginale operativo lordo**, pari a 276 milioni di euro, registra un incremento di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (246 milioni di euro), riconducibile al citato incremento dei ricavi e alla sostanziale invarianza dei costi realizzata, nonostante l'incremento della capacità installata media (+26%), grazie alla migliore efficienza operativa.

L'**utile operativo**, pari a 149 milioni di euro, registra un incremento di 10 milioni di euro rispetto al 2013 restated (pari a 139 milioni di euro) per effetto dell'incremento del margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti (24 milioni di euro) riconducibili alla maggiore capacità installata.

Dipendenti a fine esercizio

Numero

	2014	2013	2014-2013
Nord America	342	337	5
USA	342	337	5

Investimenti

Gli **investimenti** del 2014 sono pari a 308 milioni di euro (202 milioni di euro nel 2013 restated) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici per 313 milioni

di euro (131 milioni di euro nel 2013 restated). Si segnala che nel 2014 sono stati incassati contributi per 26 milioni di euro, riclassificati a riduzione degli investimenti operativi.

Eventi di rilievo ⁽¹⁸⁾

A completamento degli eventi già presentati nei "Fatti di rilievo" si riportano alcuni ulteriori eventi significativi per l'area Nord America.

Al via i lavori per un impianto innovativo negli USA

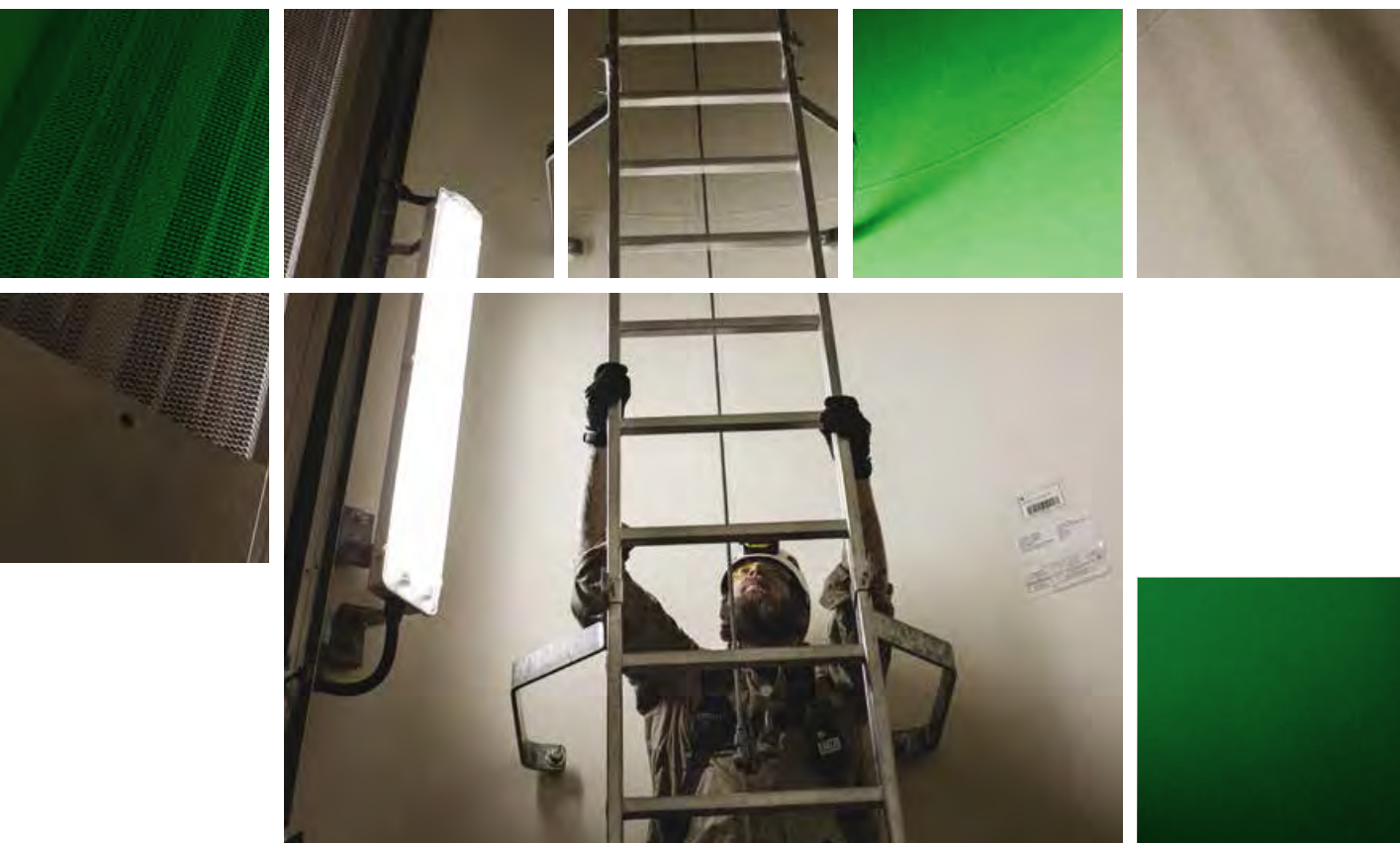
1° aprile 2014 - Enel Green Power ha avviato i lavori per la costruzione di un impianto solare termodinamico da affiancare all'attuale centrale geotermica di Stillwater, nello Stato del Nevada, già abbinata a un impianto fotovoltaico da 26 MW. Si tratta del primo impianto ibrido al mondo in grado di unire la capacità di generazione continua della geotermia a media entalpia con ciclo binario e il solare termodinamico. L'impianto geotermico di Stillwater, con una capacità netta installata complessiva di 33 MW, sarà integrato con un impianto solare termodinamico da 17 MW. L'impianto termodinamico sarà in grado di generare circa 3 milioni di kWh all'anno, che si andranno ad aggiungere alla produzione dell'attuale impianto ibrido esistente. L'energia prodotta sarà fornita a NV Energy, in base all'esistente Power Purchase Agreement (PPA) della durata complessiva di 20 anni.

Enel Green Power sigla il primo "Cooperative Research & Development Agreement" negli USA per l'impianto ibrido di Stillwater

4 agosto 2014 - Enel Green Power, National Renewable Energy Laboratory (NREL) e Idaho National Laboratory (INL), sotto la supervisione del U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Office (GTO), hanno siglato un accordo di "Cooperative Research and Development Agreement" (CRADA), con l'obiettivo di esplorare il potenziale dell'innovativo impianto ibrido di Stillwater, a Fallon, in Nevada. I 2 MW dell'impianto a concentrazione solare di Stillwater (CSP) sono attualmente in costruzione e, al termine dei lavori, opereranno a fianco dei 33 MW dell'esistente centrale geotermica, già integrata con un parco fotovoltaico da 26 MW. Si tratta del primo impianto ibrido al mondo in grado di riunire nello stesso sito la capacità di generazione continua della geotermia a ciclo binario a media entalpia con il solare fotovoltaico e il solare termodinamico.

(18) Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

Principali rischi e incertezze



Rischi di prezzo e di mercato

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 policy e procedure formali che disciplinano la attività di vendita di energia sui vari mercati nei quali il Gruppo opera, nonché 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.

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 a eventuali malfunzionamenti degli impianti, o a 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.

Rischi finanziari

Il Gruppo è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi alla vendita di energia sui mercati internazionali, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e, in maniera marginale, dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi.

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante dalle esposizioni menzionate, il Gruppo utilizza contratti derivati (in particolare contratti forward), oltre ad attuare una politica volta al bilanciamento dei flussi di cassa in entrata e in uscita

relativamente alle attività e passività denominate in valuta estera.

L'esposizione al rischio di tasso di interesse per il Gruppo deriva dalla quota di indebitamento finanziario espresso a tasso variabile. La politica di gestione posta in essere dal Gruppo è volta al duplice obiettivo di contenere il costo del debito controllando al contempo la sua variabilità. In particolare, allo scopo di ridurre l'ammontare dell'indebitamento soggetto alla fluttuazione dei tassi di interesse, il Gruppo fa ricorso a strumenti derivati (in particolare interest rate swap).

Prevedibile evoluzione della gestione



Nel corso del 2014 Enel Green Power ha confermato la propria posizione di leadership nel settore delle energie rinnovabili e ha conseguito gli obiettivi strategici assunti con il mercato finanziario nonostante le tensioni riscontrate su diversi mercati e i cambiamenti nella regolamentazione di alcuni Paesi.

Il 2015 sarà un anno sfidante per il Gruppo, chiamato ad arginare la contrazione dei prezzi sui principali mercati europei e le misure economiche sfavorevoli adottate dai Paesi per contrastare il perdurare della crisi. Enel Green Power ha elaborato un piano strategico caratterizzato da una crescita della capacità installata prevalentemente in quei Paesi emergenti caratterizzati da abbondanti risorse rinnovabili ed elevata crescita economica attraverso un mix equilibrato di tecnologie.

Gli investimenti del Gruppo saranno indirizzati verso la crescita in quei mercati che offrano stabilità del sistema regolatorio con iniziative volte a incrementare la diversificazione geografica e a massimizzare il valore creato.

Contestualmente all'obiettivo di crescita il Gruppo sta proseguendo nell'azione di razionalizzazione dei costi operativi attraverso una gestione diretta ed efficiente del parco impianti, di massimizzazione della disponibilità e di perseguimento di economie di scala in modo particolare nell'ambito del procurement.

Nell'ottica di ottimizzare il portafoglio, sfruttando le opportunità offerte in questo momento da alcuni mercati, Enel Green Power sta valutando, con il supporto di advisor finanziari, l'interesse e la convenienza della cessione di una quota di minoranza in un portafoglio di alcuni impianti nordamericani.

Il Gruppo proseguirà, inoltre, il proprio impegno nel settore della ricerca e dello sviluppo di tecnologie innovative, con una gestione attenta dei temi di sostenibilità, il dialogo con le comunità locali e in generale con tutti gli stakeholder (dipendenti, fornitori, analisti, investitori, istituzioni, altro) ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e alla safety.

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Si attesta che alla data di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del Bilancio di Enel Green Power SpA relativo all'esercizio 2014 – vale a dire il 12 marzo 2015 – sussistono nell'ambito del Gruppo Enel Green Power le "condizioni per la quotazione delle azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" (per brevità, nel proseguo definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'art. 36 del Regolamento Mercati (approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007 e successive modificazioni).

In particolare, si segnala al riguardo che:

- A) in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento, introdotti nell'art. 36, comma 2, del Regolamento Mercati CONSOB, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel Green Power 52 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2013. Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Enel Green Power North America Inc. (USA); 2) Enel Kansas LLC (USA); 3) Enel Green Power Chile Limitada (già Enel Latin America Ltda) (Cile); 4) Enel Fortuna SA (Panama); 5) Enel Brasil Participações Ltda (Brasile); 6) Essex Company (USA); 7) Renovables de Guatemala SA (Guatemala); 8) Enel Geothermal LLC (USA); 9) Smoky Hills Wind Project II LLC (USA); 10) Empresa Eléctrica Panguipulli SA (Cile); 11) Enel Green Power Canada Inc. (Canada); 12) Enel Nevkan Inc. (USA); 13) Enel Texkan Inc. (USA); 14) Texkan Wind LLC (USA); 15) Nevkan Renewables LLC (USA); 16) Enel Stillwater LLC (USA); 17) Enel Cove Fort LLC (USA); 18) Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv (Messico); 19) Smoky Hills Wind Farm LLC (USA); 20) Hydro Development Group Inc. (USA); 21) Geotérmica del Norte SA (Cile); 22) Snyder Wind Farm LLC (USA); 23) Enel Salt Wells LLC (USA); 24) Generadora de Occidente Ltda (Guatemala); 25) Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv (Messico); 26) Primavera Energia SA (Brasile); 27) Rocky Caney Wind LLC (USA); 28) Caney River Wind Project LLC (USA); 29) Rocky Ridge Wind Project LLC (USA); 30) Stipa Nayaá SA de Cv (Messico); 31) Enel Green Power Panama SA (già Enel Panama SA) (Panama); 32) Enel Green Power Costa Rica (già Enel de Costa Rica SA) (Costa Rica); 33) Enel Green Power México S de RL de Cv (già Impulsora Nacional de Electricidad S de RL de Cv) (Messico); 34) Enel Green Power Latin America Ltda (già Energía Alerce Ltda) (Cile); 35) PH Chucas SA (Costa Rica); 36) EGP Stillwater Solar LLC (USA); 37) Chisholm View Wind Project LLC (USA); 38) Prairie Rose Wind LLC (USA); 39) Enel Green Power North America Development LLC (USA); 40) Parque Eólico Talinay Oriente SA (Cile); 41) Parque Eólico Valle de los Vientos SA (Cile); 42) Castle Rock Ridge Limited Partnership (USA); 43) Parque Eólico Taltal SA (Cile); 44) EGPNA Development Holdings LLC (USA); 45) Enel Green Power Primavera Eólica SA (Brasile); 46) Enel Green Power Emiliania Eólica SA (Brasile); 47) Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA (Brasile); 48) Enel Green Power São Judas Eólica SA (Brasile); 49) Enel Green Power Cristal Eólica SA (Brasile); 50) Enel Green Power Joana Eólica SA (Brasile); 51) Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA (Brasile); 52) Boott Hydropower Inc. (USA);
- B) lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2014 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel reporting package utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel Green Power SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. a) del Regolamento Mercati CONSOB) almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria annuale – che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2014 di Enel Green Power SpA – contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (ai sensi di quanto al riguardo disposto dall'art. 77, comma 2 *bis*, del Regolamento Emittenti CONSOB approvato con deliberazione 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni);
- C) gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel Green Power SpA e sono tenuti a disposizio-

ne della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati CONSOB);
D) è stato verificato da parte di Enel Green Power SpA che tutte le società sopra indicate:

(i) forniscono al revisore della Capogruppo Enel Green Power SpA le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel Green Power

SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c), punto i) del Regolamento Mercati CONSOB);
(ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo Enel Green Power SpA i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c), punto ii) del Regolamento Mercati CONSOB).

Disciplina delle società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altra società

Si attesta che Enel Green Power SpA soddisfa le condizioni richieste per la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di un'altra società quotata, di cui all'art. 37, comma 1, del Regolamento Mercati (approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007, come successivamente modificato).

In particolare, al riguardo si segnala che Enel Green Power SpA, in quanto società controllata sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di altra società:

- > ha adempiuto e adempie regolarmente agli obblighi di pubblicità previsti dall'art. 2497 *bis* del codice civile;
- > ha un'autonoma capacità negoziale nei rapporti con la clientela e i fornitori;
- > ha in essere con Enel SpA un rapporto di tesoreria accentrata che risponde all'interesse sociale in quanto garantisce una maggiore capacità di pianificazione, monitoraggio e copertura dei fabbisogni finanziari e

quindi un'ottimizzazione della gestione della liquidità e consente inoltre di ottenere condizioni competitive del servizio avvalendosi dell'esperienza specializzata e consolidata della controllante nell'erogazione di tali servizi e di un'efficace capacità di accesso al sistema bancario e finanziario;

- > dispone di un Comitato Controllo e Rischi, di un Comitato Parti Correlate e di un Comitato per le Nomine e le Remunerazioni composti esclusivamente da Amministratori indipendenti (così come definiti dallo stesso art. 37 del Regolamento Mercati). Enel Green Power SpA, in quanto società controllata sottoposta ad attività di direzione e coordinamento di altra società italiana con azioni quotate in un mercato regolamentato, dispone altresì di un Consiglio di Amministrazione composto in maggioranza da Amministratori indipendenti (sempre come definiti dall'art. 37 del Regolamento Mercati).



Informativa sulle parti correlate

Nell'ambito delle regole di corporate governance di cui si è dotato il Gruppo Enel Green Power, descritte dettagliatamente nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari disponibile sul sito internet della Società (www.enelgreenpower.com), sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

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 (reperibile all'indirizzo 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 sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB.

In particolare, nel corso del 2014, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività, tra cui:

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

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 (decreto del Presidente della Repubblica 917/1986, artt. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", si informa che per le società Enel Green Power SpA ed Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl il suddetto regime è ancora in corso di validità, dal momento che le società lo hanno rispettivamente rinnovato per i periodi 2013-2015 e 2012-2014.

Si evidenzia che nel corso del 2014 sono state approvate alcune operazioni con parti correlate qualificate come operazioni ordinarie di maggiore rilevanza compiute direttamen-

te da Enel Green Power SpA o per il tramite di una società da questa controllata e concluse a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard.

Tali operazioni rientrano 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 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 tali, esse non sono dunque soggette 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. Dette operazioni sono state comunque oggetto di specifica comunicazione alla CONSOB secondo quanto previsto dal richiamato art. 13, comma 3, lett. c).

Di seguito si riepilogano le principali caratteristiche di tali operazioni.

Parte dell'operazione: Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel Trade SpA.

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

Oggetto dell'operazione: tre contratti quadro relativi alla compravendita di energia elettrica rispettivamente per gli anni 2015, 2016 e 2017 che si realizza attraverso contratti bilaterali fisici, nonché tre contratti quadro per differenza a due vie relativi alla reciproca copertura finanziaria dal rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, per i medesimi anni, che si realizza attraverso contratti bilaterali finanziari.

Corrispettivo dell'operazione: valore massimo complessivo per gli anni 2015, 2016 e 2017 rispetto alle due categorie sopra citate di 1.400 milioni di euro e di 1.830 milioni di euro.

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 pari a 500 milioni di euro. Le condizioni del contrat-

to di finanziamento sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti. Al riguardo, si segnala che il periodo di utilizzo dei fondi è scaduto senza che questi siano stati richiesti da Enel Green Power SpA; quest'ultima ha comunque sostenuto gli oneri connessi alla loro messa a disposizione durante il suddetto periodo di utilizzo.

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 breve termine (Intercompany Revolving Facility Agreement) per un importo pari a 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.

Parte dell'operazione: Enel Green Power Chile Ltda, società interamente controllata da Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Empresa Nacional de Electricidad SA.

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

Oggetto dell'operazione: vendita a Empresa Nacional de Electricidad SA nel periodo 1° giugno 2015 - 1° dicembre 2041 di energia elettrica prodotta da impianti di nuova co-

struzione nel periodo di riferimento nonché di certificati verdi connessi alla quantità di energia elettrica prodotta dagli stessi impianti.

Corrispettivo dell'operazione: corrispettivo complessivo stimato in 2.300 milioni di dollari statunitensi.

Parte dell'operazione: Enel Green Power International BV, società interamente controllata da 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: rinnovo di un contratto di finanziamento a breve termine per 1,2 miliardi di euro. Le condizioni del rinnovo sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con controparti bancarie per contratti di pari importo e di uguale durata rispetto al contratto in oggetto.

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: rinnovo di un contratto di finanziamento a breve termine per 500 milioni di euro. Le condizioni del rinnovo del contratto sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con controparti bancarie per contratti di pari importo e di uguale durata rispetto al contratto in oggetto.

Altre informazioni

Azioni proprie e azioni della controllante

Nel corso dell'esercizio 2014 non sono state poste in essere né direttamente né indirettamente operazioni su azioni proprie o su azioni della società controllante.

Pertanto al 31 dicembre 2014 la Società non possiede azioni proprie né azioni della controllante.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono illustrati in un apposito capitolo nell'ambito del Bilancio consolidato (Nota 51).

Uso di strumenti finanziari

Per l'informativa inerente all'uso di strumenti finanziari, alle politiche della Società in materia di gestione del rischio e alle esposizioni al rischio di prezzo, di credito, di liquidità e di variazione dei flussi finanziari si rinvia alla nota "Risk management" del Bilancio consolidato (Nota 46).

Attività di direzione e coordinamento

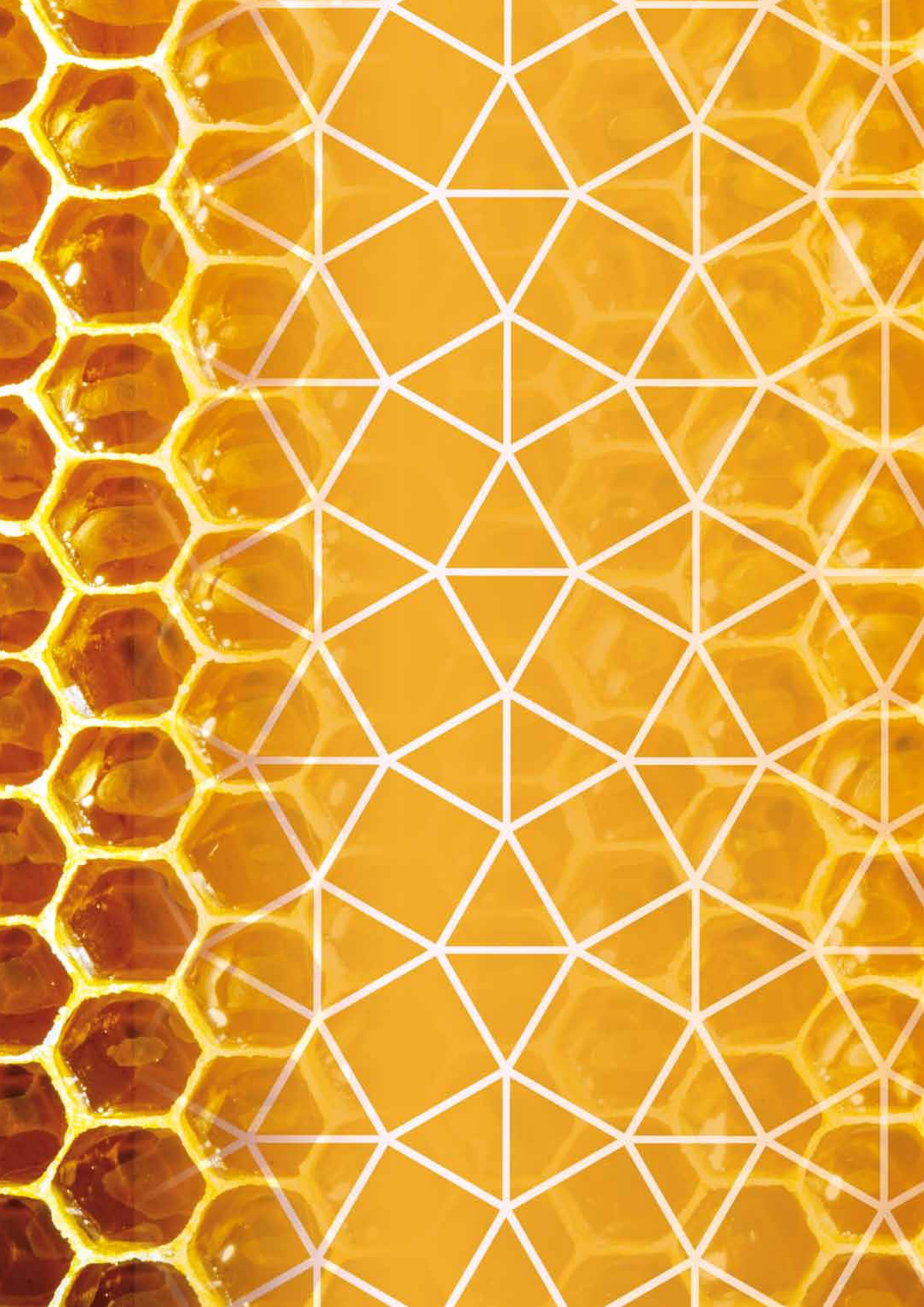
La Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Enel SpA. I dati relativi all'ultimo bilancio approvato dalla controllante Enel SpA sono riportati nel capitolo del Bilancio di esercizio "Attività di direzione e coordinamento", come richiesto dall'art. 2497 *bis* del codice civile.

Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della Comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006, la Società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali. A tal proposito sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

Approvazione di bilancio

L'Assemblea per l'approvazione del bilancio, così come previsto dall'art. 8.2 dello Statuto di Enel Green Power SpA, è convocata entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale. L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, del codice civile, è motivato dalla circostanza che la Società è tenuta alla redazione del bilancio consolidato.





Bilancio
consolidato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note				
		2014	di cui con parti correlate	2013 restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate
Ricavi e proventi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7	2.148	867	2.212	933
Altri ricavi e proventi	8	772	353	488	299
	[Subtotale]	2.920		2.700	
Costi					
Acquisti energia e altri combustibili	9	291	39	178	28
Servizi e altri materiali	10	489	139	480	150
Costo del personale	11	256		242	
Ammortamenti e perdite di valore	12	921		679	
Altri costi operativi	13	149		136	4
Costi per lavori interni capitalizzati		(131)		(94)	
	[Subtotale]	1.975		1.621	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value					
	14	76	77	21	22
Utile operativo					
		1.021		1.100	
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	15	(21)	(19)	(27)	(20)
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	16	(236)	(174)	(233)	(149)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	17	(56)		21	
Utile prima delle imposte					
		708		861	
Imposte	18	264		324	
Risultato delle continuing operations					
		444		537	
Risultato delle discontinued operations⁽²⁾					
	34.2	(4)		61	
Utile dell'esercizio					
		440		598	
Quota di pertinenza del Gruppo		359		528	
Interessenze di minoranza		81		70	
Utile per azione: base e diluito (in euro)	19	0,07		0,11	
Utile delle continuing operations: base e diluito (in euro)		0,07		0,10	
Utile delle discontinued operations: base e diluito (in euro)		-		0,01	

(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

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

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note	2014	2013 restated ⁽¹⁾
Utile dell'esercizio		440	598
<i>Altre componenti di Conto economico complessivo</i>			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti		(3)	(3)
Altre componenti di Conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (a)		(3)	(3)
Utile/(Perdita) su derivati cash flow hedge		(41)	42
Quota di utile/(perdita) rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(6)	3
Utile/(Perdita) da differenze cambio		421	(218)
Altre componenti di Conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (b)		374	(173)
Utile/(Perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale) (a+b)	35	371	(176)
Totale utile rilevato nell'esercizio		811	422
- Quota di pertinenza del Gruppo		693	350
- Interessenze di minoranza		118	72

(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

Note

		al 31.12.2014		al 31.12.2013		al 01.01.2013	
			di cui con parti correlate	restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate	restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	20	13.329		11.703	28	10.704	26
Attività immateriali	21	1.378		1.312		1.328	
Avviamento	22	871		875		885	
Attività per imposte anticipate	23	326		313		308	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	24	323		570		586	
Derivati	25	7	2	13	7	7	
Altre attività finanziarie non correnti	26	428	418	357	332	328	22
Altre attività non correnti	27	158	3	126	3	65	
	[Totale]	16.820		15.269		14.211	
Attività correnti							
Rimanenze	28	184		89		60	
Crediti commerciali	29	440	185	355	190	494	132
Crediti tributari	30	81	3	63	2	62	6
Derivati	25	18	15	3	1	4	2
Altre attività finanziarie correnti	31	426	221	245	205	444	390
Altre attività correnti	32	494	129	412	99	411	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	335		327		314	
	[Totale]	1.978		1.494		1.789	
Attività classificate come possedute per la vendita	34.1	-		37	1	-	
TOTALE ATTIVITÀ		18.798		16.800		16.000	

(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

				al 31.12.2013		al 01.01.2013	
	al 31.12.2014	di cui con parti correlate		restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate	restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ							
Patrimonio netto del Gruppo	35.1						
Capitale sociale		1.000		1.000		1.000	
Altre riserve		6.476		5.762		5.683	
Utile dell'esercizio del Gruppo		359		528		387	
	[Totale]	7.835		7.290		7.070	
Interessenze di minoranza	35.2	1.094		973		883	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	35	8.929		8.263		7.953	
Passività non correnti							
Finanziamenti a lungo termine	36	6.035	2.455	5.196	2.480	4.515	2.491
TFR e altri benefici ai dipendenti	37	43		47		89	
Fondi rischi e oneri	38	130		117		100	
Passività per imposte differite	23	705		689		599	
Derivati	25	96	71	34	14	65	34
Altre passività non correnti	39	192		181		135	
	[Totale]	7.201		6.264		5.503	
Passività correnti							
Finanziamenti a breve termine	36	865	832	821	797	802	727
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	36	323		212	2	191	
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	38	20		13		2	
Debiti commerciali	40	888	129	741	168	1.048	302
Derivati	25	7	7	4	4	-	
Debiti per imposte sul reddito	41	80		41		43	
Altre passività finanziarie correnti	42	82	57	89	72	88	71
Altre passività correnti	44	403	11	340	51	370	17
	[Totale]	2.668		2.261		2.544	
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	34.1	-		12		-	
TOTALE PASSIVITÀ		9.869		8.537		8.047	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		18.798		16.800		16.000	

(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Altre riserve						Totale altre riserve	Utile dell'eser- cizio del Gruppo	Patri- monio netto del Gruppo	Interes- senze di minoranza	Totale patrimo- nio netto
	Capitale sociale	Riserve da valuta- zione strumenti finanziari CFH	Riserva da parteci- pazioni valutate con il me- todo del patrimo- nio netto	Riserva di traduzio- ne	Riserva per be- nefici ai dipen- denti	Altre riserve diverse					
Al 1° gennaio 2013 restated⁽¹⁾	1.000	(35)	(15)	(5)	(2)	5.740	5.683	387	7.070	883	7.953
Allocazione risultato dell'esercizio prece- dente	-	-	-	-	-	387	387	(387)	-	-	-
Dividendi	-	-	-	-	-	(130)	(130)	-	(130)	(38)	(168)
Variazione area di consolidamento e altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56	56
Conto economico complessivo	-	29	3	(207)	(3)	-	(178)	528	350	72	422
<i>di cui:</i>											
- utile rilevato diretta- mente a patrimonio netto	-	29	3	(207)	(3)	-	(178)	-	(178)	2	(176)
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	528	528	70	598
Al 31 dicembre 2013 restated⁽¹⁾	1.000	(6)	(12)	(212)	(5)	5.997	5.762	528	7.290	973	8.263
Allocazione risultato dell'esercizio prece- dente	-	-	-	-	-	528	528	(528)	-	-	-
Dividendi	-	-	-	-	-	(160)	(160)	-	(160)	(26)	(186)
Variazione area di consolidamento e altre variazioni	-	-	-	-	-	12	12	-	12	29	41
Conto economico complessivo	-	(36)	(6)	379	(3)	-	334	359	693	118	811
<i>di cui:</i>											
- utile rilevato diretta- mente a patrimonio netto	-	(36)	(6)	379	(3)	-	334	-	334	37	371
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	359	359	81	440
Al 31 dicembre 2014	1.000	(42)	(18)	167	(8)	6.377	6.476	359	7.835	1.094	8.929

(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro

Note

		2014	di cui con parti correlate	2013 restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate
Utile prima delle imposte		708		861	
Risultato prima delle imposte delle discontinued operations		(4)		62	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore	12	921		679	
Quota (proventi)/oneri netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	17	56		(21)	
(Proventi)/Oneri finanziari netti da contratti derivati	15	21	19	27	20
Altri (proventi)/oneri finanziari netti	16	236	174	233	149
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(218)		(90)	
<i>Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>		<i>1.720</i>		<i>1.751</i>	
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		1		(19)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(90)		(29)	
(Incremento)/Decremento crediti e debiti commerciali		8	(34)	(257)	(192)
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		(111)	(36)	(144)	9
Interessi attivi/(passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)		(299)	(221)	(294)	(80)
Dividendi da collegate	24	44		44	
Imposte pagate		(240)		(287)	
Flusso di cassa da attività operativa (a)		1.033		765	
- di cui discontinued operations		-		5	
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	20	(1.570)		(1.204)	
Investimenti in attività immateriali	21	(49)		(43)	
Investimenti in imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(78)		(145)	
Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti		586		173	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		(26)		10	
Flusso di cassa da attività di investimento (b)		(1.137)		(1.209)	
- di cui discontinued operations		-		85	
Nuove emissioni/(rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	36	632	(101)	715	63
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	36	(355)		(93)	
Dividendi pagati		(192)	(131)	(150)	(102)
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)		85		472	
- di cui discontinued operations		-		7	
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		17		(5)	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		(2)		23	
- di cui discontinued operations		-		97	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio ⁽²⁾		337		314	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio		335		337	

(1) Per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

(2) Includono disponibilità liquide delle "Attività classificate come possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 31 dicembre 2013.

Note di commento

1

Forma e contenuto del bilancio

La società Enel Green Power SpA ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 125. Le azioni della società sono quotate sui mercati azionari di Milano e Madrid. Enel Green Power è la società del Gruppo Enel interamente dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale, presente in Europa, nel continente americano e in Africa. Grazie alla sua diversificazione tecnologica e geografica, Enel Green Power rappresenta un "unicum" nel settore delle rinnovabili, a livello mondiale.

Il Bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 comprende i bilanci 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.

La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 12 marzo 2015.

Il presente bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di Reconta Ernst & Young SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.



Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione, qualora presenti, delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle eventuali discontinued operations attribuibile agli azionisti della Capogruppo e ai terzi.

Il Rendiconto finanziario consolidato è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operations. I dividendi ricevuti dalle società collegate sono rappresentati nel Rendiconto finanziario all'interno dei flussi di cassa da attività operativa.

Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo successivo.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci, e delle eventuali attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita che sono valutate al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, che è anche valuta funzionale della Capogruppo Enel Green Power SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.

Il bilancio fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

In aggiunta, il Gruppo ha presentato un prospetto di Stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 a seguito dell'applicazione retroattiva dell'IFRS 11 come descritto nella Nota "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

2

Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Al fine di una migliore comprensione del bilancio, di seguito sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Uso di stime

Piani pensionistici e altre prestazioni

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano la necessità. L'avviamento viene sottoposto a verifica almeno annualmente. Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella successiva Nota 22.

In particolare, il valore recuperabile di un'attività non corrente si basa sulle stime e sulle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e del tasso di attualizzazione applicato. Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività non correnti abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e alla eventuale cessione futura, in base a quanto stabilito nel più recente piano aziendale.

Le stime dei fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritte più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie". Tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non

correnti è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge 134/2012

La legge 7 agosto 2012, n. 134 recante "Misure urgenti per la crescita del Paese", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale in data 11 agosto 2012, ha profondamente innovato la disciplina delle concessioni idroelettriche, prevedendo, tra l'altro, che cinque anni prima dello scadere di una concessione di grande derivazione per uso idroelettrico e nei casi di decadenza, rinuncia e revoca, ove non sussista un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.

Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo di azienda necessario per l'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione stessa, dietro il riconoscimento di un corrispettivo, da determinarsi in contraddittorio tra il concessionario uscente e l'amministrazione concedente, tenuto conto dei seguenti elementi:

- > per le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (art. 25 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell'ordinario degrado;
- > per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti principi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).

Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima del valore residuo.

Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge 134/2012 (fino all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devolvibilità, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se più ampia, alla vita economico tecnica del singolo bene. Qualora si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Determinazione del fair value di strumenti finanziari

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione. In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, il Gruppo include la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte.

In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA basandosi sull'esposizione netta di portafoglio verso ciascuna controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Al fine di misurare il CVA/DVA, il Gruppo utilizza la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure, i cui input sono prevalentemente osservabili sul mercato.

Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2014 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti

di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

Significativi giudizi del management sono richiesti per determinare l'ammontare delle imposte anticipate che possono essere rilevate in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri nonché alle future strategie di pianificazione fiscale. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

Il Gruppo Enel Green Power è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi alla produzione di energia elettrica. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Smantellamento e ripristino siti

Nel calcolo della passività relativa allo smantellamento degli impianti e ripristino dei siti in cui essi insistono, in particolare per lo smantellamento degli impianti fotovoltaici ed eolici, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico.

L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che il Gruppo ritiene di dover pagare a seguito dell'operazione di smantellamento.

Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello c.d. privo di rischio, al lordo delle imposte ("risk free rate"), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato.

Tale passività è quantificata dal management sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.

Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

Business combination

La rilevazione di aggregazioni aziendali implica la valutazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte, ivi incluse contingent consideration, nell'ambito di tali operazioni. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai principi contabili adottati.

Giudizi del management

Identificazione delle cash generating unit (CGU)

In applicazione delle disposizioni dello IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", l'avviamento iscritto nel Bilancio consolidato del Gruppo, in virtù di operazioni di aggregazione aziendale, è stato allocato a singole CGU o a gruppi di CGU, che si prevede beneficeranno dall'aggregazione. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari largamente indipendenti.

Nel processo di individuazione delle predette CGU, il management ha tenuto conto della natura specifica dell'attività e del business a cui essa appartiene (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento ecc.), verificando che i flussi finanziari derivanti da un gruppo di attività fossero strettamente indipendenti e ampiamente autonomi da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono state individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del c.d. "business model" adottato.

Le CGU identificate dal management cui è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio consolidato sono riportate nel paragrafo relativo alla voce "Avviamento", cui si rimanda.

Il numero e il perimetro delle CGU sono sistematicamente aggiornati per riflettere gli effetti di nuove operazioni di aggregazione e riorganizzazione realizzate dal Gruppo, nonché per tener conto di quei fattori esterni che potrebbero influire sulla capacità di generare flussi finanziari autonomi da parte di gruppi di asset aziendali.

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni del nuovo principio contabile IFRS 10, che il Gruppo ha adottato a partire dal 1° gennaio 2014, ancorché con applicazione retrospettiva al 1° gennaio 2013, il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la parte-

cipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del potere sulla partecipata, di influenzarne i relativi rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti. L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma dai diritti sostanziali dell'investitore sulla partecipata. Conseguentemente, è richiesto il giudizio del management per valutare specifiche situazioni che determinino diritti sostanziali che attribuiscono al Gruppo il potere di dirigere le attività rilevanti della partecipata in modo da influenzarne i rendimenti.

Ai fini della valutazione dell'esistenza del requisito del controllo, il management analizza tutti i fatti e le circostanze, inclusi gli accordi con gli altri investitori e i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e dai diritti di voto potenziali (call option, put option assegnate ad azionisti di minoranza, call e option incrociate, warrant ecc.). Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti simili, della partecipata.

Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica della sua esistenza.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo congiunto

Secondo le previsioni del nuovo principio contabile IFRS 10, che il Gruppo ha adottato a partire dal 1° gennaio 2014, ancorché con applicazione retrospettiva al 1° gennaio 2013, un accordo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto.

Si ha il controllo congiunto quando per le decisioni relative alle attività rilevanti dell'accordo congiunto è richiesto il consenso unanime o almeno di due parti dell'accordo stesso.

Un accordo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.

Ai fini di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che dovrà valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le

parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.

Il Gruppo riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi precedentemente considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di controllo congiunto.

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le partecipazioni in imprese collegate sono quelle in cui la società esercita un'influenza notevole, ossia quelle in cui si ha il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto. In linea generale, si presume che il Gruppo abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20% sul capitale della partecipata.

Al fine di determinare l'esistenza dell'influenza notevole è richiesto il giudizio del management che dovrà valutare tutti i fatti e le circostanze.

Il Gruppo riesamina l'esistenza dell'influenza notevole quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza di tale influenza notevole.

Identificazione dei business

Il Gruppo acquista entità che detengono delle c.d. "pipeline" di progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. In applicazione dell'IFRS 3 il complesso delle attività acquisite, pur essendo in fase di sviluppo, è qualificato come "business" se (i) il piano di realizzazione è pianificato, (ii) il piano può sfruttare delle attività e dei diritti, (iii) il piano è già orientato alla produzione e alla vendita di energia.

Applicazione dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" si applica ai servizi in concessione "public-to-private", i quali possono essere definiti come dei contratti in cui il concedente trasferisce a un concessionario il diritto a prestare servizi che danno accesso alle principali facility pubbliche per un determinato periodo di tempo, previa gestione dell'infrastruttura utilizzata per fornire tali servizi pubblici.

In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da "public-to-private" se il concedente:

- > controlla o regola quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- > controlla, tramite la proprietà o in un altro modo, qualsiasi

si interessanza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per il Gruppo, il management ha provveduto a effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.

Sulla base di tali analisi, le disposizioni dell'IFRIC 12 non sono risultate applicabili ad alcuna delle infrastrutture del Gruppo.

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel Green Power SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel Green Power SpA e quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, quelle entità che gestiscono piani di benefit post-pensionistici per i dipendenti di Enel Green Power SpA o di sue società correlate (nello specifico i Fondi pensione Fopen e Fondenel), i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel Green Power SpA e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Società controllate

Per società controllate si intendono tutte le società di cui il Gruppo ha il controllo.

I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 sono elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Se una società controllata utilizza principi contabili diversi da quelli adottati nel bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze similari, al fine del consolidamento il bilancio di tale società viene opportunamente rettificato per garantire la conformità ai principi contabili di Gruppo. Le attività, le passività, i ricavi e i costi di società controllate

acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi nel bilancio consolidato rispettivamente dalla data in cui il Gruppo ottiene o perde il controllo dell'impresa controllata.

Il risultato dell'esercizio e le altre componenti di conto economico complessivo sono attribuiti agli azionisti della Capogruppo e ai terzi anche se i risultati attribuiti a questi ultimi presentano una perdita.

Le attività, le passività, gli elementi del patrimonio netto, gli utili, le perdite e i flussi di cassa relativi a transazioni infragruppo sono completamente eliminati.

Le variazioni nella quota di possesso in partecipazioni in imprese controllate che non implicano la perdita del controllo sono rilevate come operazioni sul capitale rettificando la quota attribuibile agli azionisti della Capogruppo e quella ai terzi per riflettere la variazione della quota di possesso. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato o incassato e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisito o venduto viene rilevata direttamente nel patrimonio netto consolidato.

Quando il Gruppo perde il controllo, l'eventuale partecipazione residua nella società precedentemente controllata viene rimisurata al fair value (con contropartita il conto economico) alla data in cui si perde il controllo. Inoltre, la quota delle OCI riferita alla controllata di cui si perde il controllo è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette delle stesse. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Per società collegate si intendono le società su cui il Gruppo esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate e le joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto (equity method).

Con l'applicazione di tale metodo, tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando nel valore contabile delle stesse l'eventuale avviamento emergente dalla differenza tra il costo della partecipazione e la quota di

interessenza del Gruppo nel fair value netto delle attività e delle passività alla data di acquisizione; tale avviamento non viene sottoposto separatamente a verifica per riduzione di valore.

Successivamente, il costo della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) complessivo della collegata o joint venture, realizzato a partire dalla data di acquisizione. Le componenti di conto economico complessivo relative a tali partecipazioni sono presentate come specifiche voci delle altre componenti di conto economico complessivo del Gruppo.

I dividendi ricevuti da partecipazioni in imprese collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.

Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota d'interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.

I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono presentati per lo stesso periodo contabile del Gruppo, apportando, se necessario, le eventuali rettifiche per garantire la conformità ai principi contabili di Gruppo.

Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un impairment relativo alle partecipazioni nella collegata o joint venture. Se vi sono indicazioni che le partecipazioni hanno subito una perdita di valore, il Gruppo determina l'ammontare dell'impairment quale differenza tra il valore recuperabile della partecipazione e il suo valore contabile.

Quando un'interessenza partecipativa cessa di essere una collegata o una joint venture, il Gruppo rileva l'eventuale partecipazione residua nella società al fair value (con contropartita il conto economico); la quota delle OCI riferita alla collegata o joint venture è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

In caso di cessione di una quota di partecipazione che non implica la perdita di influenza notevole o del controllo congiunto, il Gruppo continua ad applicare il metodo del patrimonio netto e la quota degli utili e delle perdite precedentemente rilevati a patrimonio netto nell'ambito delle OCI relativa a tale riduzione è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Quando una quota di una partecipazione in imprese collegate o joint venture soddisfa le condizioni per essere classificata come detenuta per la vendita, la parte residua di tale partecipazione che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.

L'informativa relativa alle partecipazioni in imprese collegate e in joint venture significative per il Gruppo è riportata nella nota "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al fair value sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore. Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta anche la valuta funzionale della Capogruppo Enel Green Power SpA.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.

Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione della partecipazione (parziale o totale).

	Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014		Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013	
	Medio	Finale	Medio	Finale
Dollaro statunitense	1,33	1,21	1,33	1,38
Dollaro canadese	1,47	1,41	1,37	1,47
Real brasiliano	3,12	3,22	2,87	3,26
Leu rumeno	4,44	4,48	4,42	4,47
Rand sudafricano	14,40	14,04	12,83	14,57
Nuevo Sol peruviano	3,77	3,63	3,59	3,86

Aggregazioni aziendali

Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono state rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).

In particolare, dette aggregazioni sono state rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (purchase method), ove il costo di acquisto è pari al fair value alla data di scambio delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al fair value della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a Conto economico. Il valore dell'interessenza di terzi è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali

realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai fair value relative agli attivi netti precedentemente posseduti dall'acquirente sono state riflesse a patrimonio netto; l'ammontare dell'avviamento è stato determinato separatamente per ogni singola transazione sulla base del fair value delle attività nette acquisite alla data di ogni singola transazione.

Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 Revised.

In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisizione (acquisition method), ove il costo di acquisto (corrispettivo trasferito) è pari al fair value, alla data di acquisizione, delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il costo di acquisto include il fair value delle eventuali attività e passività per corrispettivi potenziali.

I costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico.

Il costo di acquisto è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. L'eventuale eccedenza positiva tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza, rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value, è rilevata come avviamento ovvero, se negativa, a Conto economico.

Il valore delle interessenze di terzi è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro fair value alla data di acquisizione.

Qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo le quote partecipative detenute precedentemente sono rimisurate al fair value e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico.

L'eventuale corrispettivo potenziale (contingent consideration) è rilevato al fair value alla data di acquisizione. Le variazioni successive del fair value del corrispettivo potenziale, classificato come strumento finanziario ai sensi dello IAS 39, sono rilevate a conto economico o patrimonio netto nell'ambito delle OCI.

I corrispettivi potenziali che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 sono valutati in base allo specifico IFRS/IAS di riferimento. I corrispettivi potenziali che sono classificati come strumento di capitale non sono rimisurati, e, conseguentemente il regolamento è contabilizzato nell'ambito del patrimonio netto.

Nel caso in cui i fair value delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

Le operazioni di aggregazione aziendale effettuate con altre società controllate dal medesimo soggetto economico, per le quali tutte le società oggetto di aggregazione sono controllate dal medesimo soggetto sia prima sia dopo l'aggregazione e il controllo non è transitorio, sono rilevate in maniera differente in ragione della presenza o meno della sostanza economica. Una transazione ha sostanza economica se i flussi finanziari futuri della società che effettua

la transazione si modificano significativamente per effetto dell'operazione stessa.

Se la transazione ha sostanza economica, l'aggregazione è rilevata come se l'operazione fosse stata realizzata con soggetti terzi.

Se la transazione non ha sostanza economica, le attività nette dell'acquisita sono rilevate applicando il c.d. "predecessor accounting" ovvero ai valori contabili rilevati nel bilancio consolidato della società controllante Enel SpA; l'eventuale differenza tra il corrispettivo finanziario riconosciuto e il valore di carico delle attività nette è rilevata nell'ambito del patrimonio netto.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al fair value e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai principi contabili internazionali, il Gruppo applica l'IFRS 13.

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

La valutazione al fair value suppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si suppone che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale il Gruppo ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.

Il fair value di un'attività o di una passività è determinato considerando le assunzioni che i partecipanti al mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. I partecipanti al mercato, sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di entrare in una transazione per l'attività o la passività e motivati ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.

Nella misurazione del fair value il Gruppo tiene conto delle caratteristiche delle specifiche attività o passività oggetto di valutazione, in particolare:

- > per le attività non finanziarie si considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefici economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo

o vendendola a un altro operatore di mercato capace di impiegarlo nel suo massimo e miglior utilizzo;

- > per le passività e gli strumenti rappresentativi di capitale proprio, il fair value include l'effetto del c.d. "non-performance risk", ossia il rischio che il Gruppo non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni;
- > nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, è ammessa la misurazione del fair value su base netta.

Nella misurazione del fair value delle attività e delle passività, il Gruppo utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il fair value stesso, massimizzando l'utilizzo di input osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Tutte le attività e passività misurate al fair value o il cui fair value è indicato nelle note al bilancio, sono classificate nei tre livelli gerarchici di seguito descritti, in base agli input utilizzati nella determinazione del fair value stesso.

In particolare:

- > livello 1, relativo al fair value determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione;
- > livello 2, relativo al fair value determinato sulla base di input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma osservabili direttamente o indirettamente;
- > livello 3, relativo al fair value determinato sulla base di dati non osservabili.

Per le attività e passività misurate al fair value su base ricorrente, il Gruppo determina se si sia verificato un trasferimento tra i livelli sopra indicati, individuando a ogni chiusura contabile, il livello in cui è classificato l'input significativo di più basso livello di gerarchia utilizzato per la valutazione.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione per l'uso per cui è stato acquistato.

Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o bonifica del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati nel paragrafo "Fondi rischi e oneri".

Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo di tempo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "qualifying asset"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscono al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è di seguito esposta.

Immobili, impianti e macchinari ⁽¹⁾	Vita utile (anni)
Impianti di produzione idroelettrica	
Fabbricati e opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- condotte forzate	50
- macchinario meccanico ed elettrico	40
- altre opere idrauliche fisse	100
Impianti di produzione geotermoelettrica	
Fabbricati e opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- torri refrigeranti	20
- turbine e generatori	30
- parti turbina a contatto con il fluido	10
- macchinario meccanico altro	20
Impianti di produzione eolica	
Fabbricati e opere civili	60
Impianti e macchinari:	
- torri	25
- turbine e generatori	25
- macchinario meccanico altro	15-25
Impianti di produzione solare	
Fabbricati e opere civili	20-25
Impianti e macchinari:	
- macchinario meccanico altro	18-20

(1) Si evidenzia che sono presenti immobili, impianti e macchinari di scarsa significatività, la cui vita utile può discostarsi da quella stimata.

La vita utile delle attività materiali rappresentate da migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.

I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati. In Italia gli impianti includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico prevalentemente riferibili alle opere di raccolta e di regolazione, alle condotte forzate e ai canali di scarico. La scadenza di tali concessioni è fissata al 31 dicembre 2029. Nel contesto regolatorio vigente fino al 2011, alle date di scadenza delle concessioni, salvo loro rinnovo, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate e i canali di scarico avrebbero dovuto essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Con-

seguentemente, gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili risultavano commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.

Come già illustrato in sede di commento del precedente punto "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012", a seguito delle modifiche normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012, i beni precedentemente qualificati come "gratuitamente devolvibili" asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico sono ora considerati alla stregua delle altre categorie di "Immobili, impianti e macchinari", e, pertanto, ammortizzati lungo la vita economico-tecnica (laddove questa ecceda la scadenza della concessione).

Leasing

Il Gruppo detiene beni materiali utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing.

Tali contratti sono analizzati alla luce del contesto e degli indicatori previsti dallo IAS 17 al fine di determinare se essi costituiscono leasing operativi o leasing finanziari.

Un leasing finanziario è definito come un leasing che sostanzialmente trasferisce al locatario tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà del relativo bene. Tutti i leasing che non si configurano come leasing finanziari sono classificati come leasing operativi.

In sede di rilevazione iniziale i beni detenuti attraverso contratti di leasing finanziario sono rilevati tra gli immobili, impianti e macchinari e una corrispondente passività è rilevata tra i finanziamenti a lungo termine. Alla data di inizio della decorrenza del contratto, i beni detenuti in leasing finanziario sono rilevati al loro fair value o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, incluso l'eventuale importo da corrispondere al locatore per l'esercizio dell'opzione di acquisto.

Tali beni sono ammortizzati in base alla loro vita utile stimata; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che il Gruppo ne acquisti la proprietà al termine del leasing, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari alla minore fra la durata del contratto di leasing e la vita utile stimata del bene stesso.

I pagamenti effettuati per un leasing operativo sono rilevati come costo a quote costanti lungo la durata del contratto. Pur non essendo formalmente qualificabili come accordi di leasing, alcune tipologie contrattuali sono considerate come tali se il loro adempimento è dipendente dall'utilizzo

di una o più attività specifiche e se tali contratti conferiscono il diritto a utilizzare tali attività.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Esse sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

I costi di sviluppo interno sono rilevati come attività immateriale quando il Gruppo è ragionevolmente sicuro circa la fattibilità tecnica di completare l'attività immateriale, che ha intenzione di completare l'attività per usarla o venderla e che l'attività genererà benefici economici futuri.

I costi di ricerca sono rilevati a conto economico.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto del fondo ammortamento e delle eventuali perdite di valore accumulate.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno

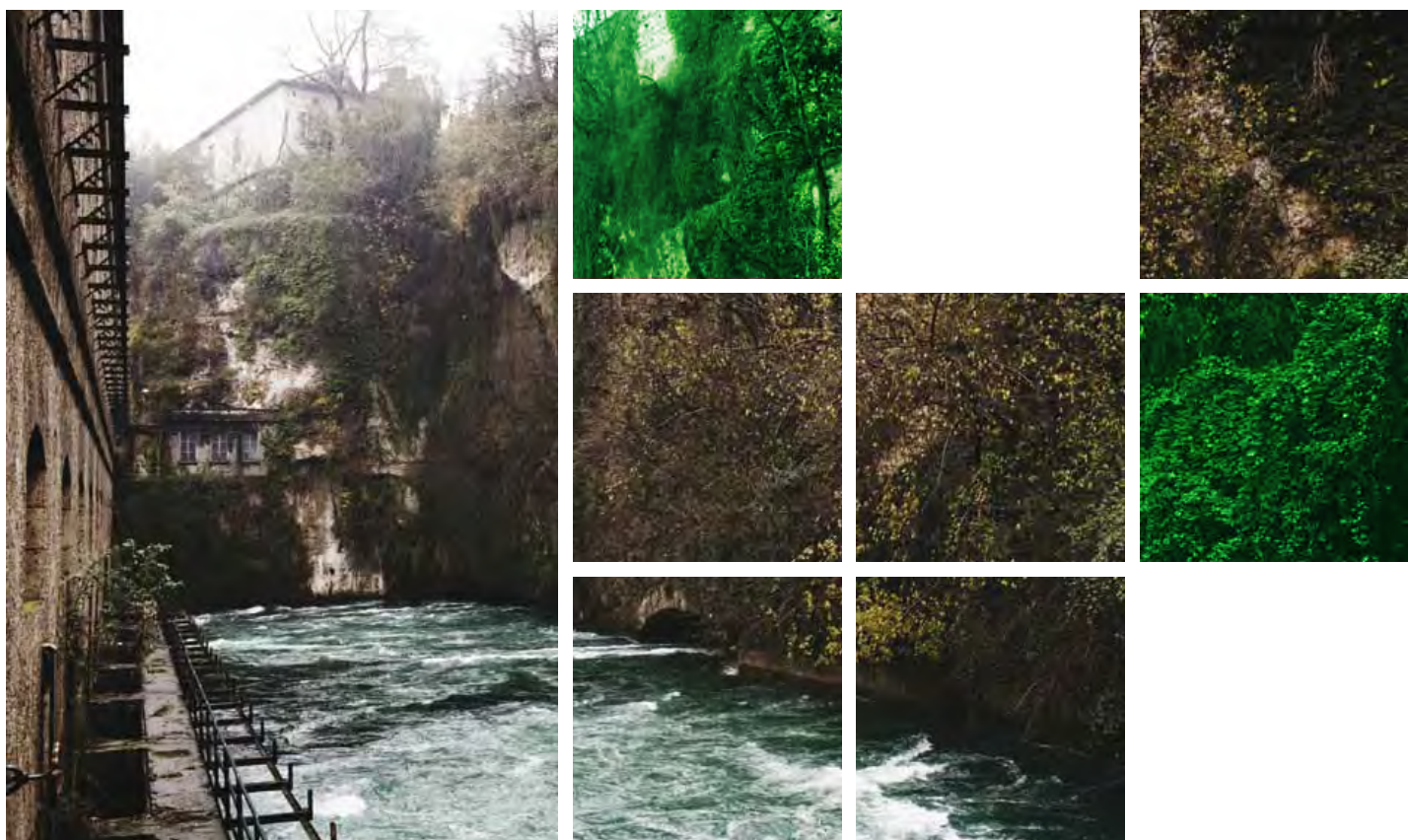
annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.

Conseguentemente, le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test). Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (impairment test).

La vita utile indefinita deve essere rivista annualmente per determinare se la stessa può continuare a essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita deve essere rilevato come un cambiamento di stima contabile.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

Relativamente ai contratti di acquisto energia (Power Purchase Agreement), l'ammortamento è calcolato in base alla durata del relativo contratto.



Avviamento

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate rappresenta l'eccedenza tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e il valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte nella successiva nota "Impairment delle attività non finanziarie". Ai fini dell'impairment test, l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna cash generating unit identificata.

L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e a joint venture è incluso nel valore di carico di tali società.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Qualora esistano, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Nel determinare il valore recuperabile degli immobili, impianti e macchinari, delle attività immateriali e dell'avviamento, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso.

Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per l'attività oggetto di valutazione. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.

I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente piano industriale, approvato dal management e contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti.

Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi cinque anni; conseguentemente, i flussi di cassa relativi agli esercizi successivi sono stati determinati sulla base di un tasso di crescita che non eccede il tasso di crescita media previsto per il settore e il Paese.

Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla cash generating unit cui tale attività appartiene.

Qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa cash generating unit cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e impairment".

Le perdite di valore di cash generating unit sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.

Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e impairment", nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti.

Il valore recuperabile dell'avviamento delle attività immateriali con vita utile indefinita e quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, sono sottoposti a verifica della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo siano affette da sfavorevoli condizioni economiche ovvero operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della cash generating unit, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al fair value con contropartita conto economico. Il costo è determinato in base alla formula del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.

Per la parte di magazzino posseduta per adempiere a vendite già concluse, il valore netto di realizzo è determinato sulla base di quanto stabilito nel relativo contratto di cessione.

I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Gli anticipi versati a fornitori di componenti di impianti sono rilevati tra le altre attività correnti, poi riclassificati fra le rimanenze all'atto della consegna fisica. Dette giacenze sono poi riclassificate tra gli "Immobili, impianti e macchinari" nel momento in cui vengono destinate alla realizzazione di un nuovo impianto, ovvero a garantire l'operatività di un impianto già in esercizio.

Strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 e lo IAS 39.

Un'attività o passività finanziaria è iscritta in bilancio quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (trade date).

Gli strumenti finanziari sono classificati in base allo IAS 39 come segue:

- > attività e passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL);
- > attività finanziarie detenute sino alla scadenza (HTM);
- > finanziamenti e crediti (L&R);
- > attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS);
- > passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

Attività e passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e joint venture e fondi di investimento detenuti a scopo di negoziazione o designati al fair value a Conto economico al momento della rilevazione iniziale.

Gli strumenti finanziari al fair value rilevato a Conto economico sono attività e passività finanziarie:

- > classificate come detenute per la negoziazione in quanto acquistate o sostenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine;
- > designate al momento della rilevazione iniziale, ai sensi della facoltà prevista dallo IAS 39 (fair value option).

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo fair value e gli utili e le perdite successivi derivanti dalle variazioni del fair value sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino alla scadenza

Questa categoria comprende attività finanziarie non derivate, aventi pagamenti fissi o determinabili e scadenze fisse, quotate in mercati attivi e non sono rappresentate da partecipazioni che il Gruppo ha l'intenzione e la capacità di mantenere sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al fair value, comprendendo i costi di transazione e successivamente sono valutate al costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Finanziamenti e crediti

Questa categoria include principalmente crediti commerciali e altri crediti finanziari. Finanziamenti e crediti sono attività finanziarie non derivate con pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in un mercato attivo, diverse da quelle che il Gruppo intende vendere immediatamente o al breve termine (classificate come possedute per la negoziazione) e da quelle che il Gruppo, al momento della rilevazione iniziale, ha designato al fair value con rilevazione a Conto economico o come disponibili per la vendita. Tali attività sono, inizialmente, rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, senza alcuno sconto se non è materiale.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Questa categoria include principalmente i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza e le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie al fair value con imputazione a Conto economico"). Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono attività finanziarie non derivate che sono designate come disponibili per la vendita o non sono classificate come finanziamenti e crediti, attività finanziarie detenute sino alla scadenza o attività finanziarie al fair value rilevato al conto economico.

Tali strumenti sono valutati al fair value con la rilevazione delle variazioni del fair value in contropartita al patrimonio netto nell'ambito delle altre componenti di conto economico complessivo (OCI).

Al momento della vendita, o nel momento in cui un'attività finanziaria disponibile per la vendita, mediante successivi acquisti, diventi una partecipazione in una società controllata, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.

Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo, rettificato per eventuali perdite di valore.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, tutte le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti (compresi i crediti commerciali), detenute sino alla scadenza o disponibili per la vendita, sono analizzate al fine di verificare se esiste una evidenza obiettiva che un'attività o un gruppo di attività finanziarie abbia subito una perdita di valore.

Una perdita di valore è rilevata se e solo se tale evidenza esiste come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri dell'attività e che sono attendibilmente stimati. L'evidenza obiettiva di una perdita di valore include indicatori osservabili quali, per esempio:

- > la significativa difficoltà finanziaria dell'emittente o del debitore;
- > una violazione del contratto, come un inadempimento o mancato pagamento degli interessi o del capitale;
- > l'evidenza che il debitore possa entrare in una procedura concorsuale o in un'altra forma di riorganizzazione finanziaria;
- > una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Le perdite che si prevede derivino a seguito di eventi futuri non sono rilevate.

Per le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti o detenute sino a scadenza, una volta che una perdita di valore è stata identificata, il suo valore viene misurato come differenza tra il valore contabile dell'attività e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. Questo valore è rilevato a Conto economico.

Il valore contabile dei crediti commerciali viene ridotto attraverso un accantonamento al fondo svalutazione crediti.

Se l'importo di una perdita di valore rilevata in passato diminuisce e la diminuzione può essere obiettivamente collegata a un evento verificatosi successivamente alla rilevazione della perdita di valore, essa è riversata a conto economico.

Per le partecipazioni classificate come disponibili per la vendita, relativamente alle perdite di valore sono considerati ulteriori fattori come, per esempio, variazioni significative con un effetto negativo nell'ambiente tecnologico, di mercato, economico e legale.

Qualora si verifichi una diminuzione significativa o prolungata del fair value, vi è una obiettiva evidenza di riduzione di valore e, di conseguenza, la variazione negativa di fair value precedentemente rilevata nelle altre componenti di conto economico complessivo è riclassificata dal patrimonio netto a conto economico.

L'importo della perdita cumulata è determinato come differenza tra il costo di acquisizione e il fair value corrente, al netto di qualsiasi perdita di valore rilevata precedentemente a conto economico. Le perdite di valore su partecipazioni disponibili per la vendita non possono essere ripristinate.

Per le partecipazioni non quotate valutate al costo in quanto il fair value non può essere attendibilmente determinato, qualora esista un'obiettiva evidenza di impairment, l'importo della perdita di valore è determinato come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati al tasso corrente d'interesse per attività finanziarie simili. Anche in tale caso non è consentito il ripristino dell'impairment.

L'importo della perdita di valore di uno strumento di debito classificato come disponibile per la vendita, da riclassificare dal patrimonio netto, è pari alla variazione negativa cumulata di fair value rilevata nelle altre componenti di conto economico complessivo (OCI). Tale ammontare è successivamente riversato a conto economico se il fair value dello strumento di debito presenta una obiettiva variazione in aumento a seguito di un evento che si è verificato dopo la rilevazione della perdita di valore.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Questa categoria comprende i depositi che sono disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e che sono soggetti a un irrilevante rischio di variazione del loro valore. Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Questa categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, passività per leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al fair value rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

Un derivato è uno strumento finanziario o un altro contratto:

- > il cui valore cambia in relazione alle variazioni di un parametro definito "underlying", quale tasso d'interesse,

prezzo di un titolo o di una merce, tasso di cambio in valuta estera, indice di prezzi o di tassi, rating di un credito o altra variabile;

- > che richiede un investimento netto iniziale pari a zero, o minore di quello che sarebbe richiesto per contratti con una risposta simile ai cambiamenti delle condizioni di mercato;
- > che è regolato a una data futura.

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del fair value positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" e valutati al fair value rilevato a Conto economico, a eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sul hedge accounting, si prega di far riferimento alla nota "Derivati e hedge accounting".

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al FVTPL in quanto non si qualificano per l'hedge accounting e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione del Gruppo di continuare a detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Derivati impliciti

Un derivato implicito (embedded derivative) è un derivato incluso in un contratto "combinato" (il c.d. "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il c.d. "contratto ospite") e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato.

I principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole od opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

Tali contratti, che non sono strumenti finanziari da valutare al fair value, sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da scorporare e valutare al fair value. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi. I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- > il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al fair value rilevato a conto economico;
- > i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;

> un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel bilancio consolidato al fair value rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dal Gruppo, sono fuori dall'ambito di applicazione dello IAS 39 ("own use exemption") e quindi sono rilevati in base alle normali regole contabili di riferimento.

Tali contratti sono rilevati come derivati e, di conseguenza, al fair value rilevato a conto economico solo se:

- > sono regolabili al netto; e
- > non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo e compravendita dal Gruppo.

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come "normale contratto di compravendita" se è stato sottoscritto:

- > ai fini della consegna fisica;
- > per le normali esigenze di utilizzo e compravendita del Gruppo.

Il Gruppo analizza tutti i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dallo IAS 39 o se sono stati sottoscritti per "own use exemption".

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifici una delle seguenti condizioni:

- > il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa dall'attività è scaduto;
- > il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, cedendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dallo IAS 39 (c.d. "pass through test");

- > il Gruppo non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha ceduto il controllo.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Compensazione di attività e passività finanziarie

Il Gruppo compensa attività e passività finanziarie quando:

- > esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
- > vi è l'intenzione o di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

TFR e altri benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale cap).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto degli associati interessi attivi) sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del conto economico complessivo (OCI), quando si verificano. Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a conto economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente a conto economico.

I dipendenti inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali il Gruppo paga contributi fissi a una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici per i dipendenti relativi all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di incrementare le prestazioni pensionistiche successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale sia per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- > il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- > il momento in cui il Gruppo rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

Fondi rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di

sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario. Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), il Gruppo rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto.

Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.

Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti si rinvia allo specifico paragrafo nell'ambito di "Uso di stime".

Contributi pubblici

I contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.

Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso d'interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e la provvista ricevuta. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Quando il Gruppo riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Certificati verdi

I certificati verdi (CV) sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e, inizialmente, rilevati al fair value nell'ambito degli "Altri ricavi e proventi", per competenza, nel periodo contabile in cui l'energia "pulita" prodotta viene immessa in rete, in contropartita alle altre attività di natura non finanziaria.

Nel momento in cui i CV sono accreditati sul conto di proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle "Altre attività" alle "Rimanenze".

Tax partnership

Le tax partnership sono strumenti disciplinati dalla normativa fiscale americana che consentono di assegnare a entità terze esterne al Gruppo ("tax equity investor"), a determina-

te condizioni e in specifici contesti previsti dalla normativa di riferimento, i benefici fiscali riconosciuti negli Stati Uniti d'America derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il Gruppo ha attualmente in corso rapporti di tax partnership con differenti istituzioni finanziarie al fine di finanziare alcuni progetti relativi a impianti eolici.

Gli apporti di capitale ottenuti dagli investitori finanziari sono esposti nella voce "Finanziamenti a lungo termine" e valutati in base al metodo del "costo ammortizzato".

Tale passività è ridotta del valore dei benefici fiscali trasferiti alle istituzioni finanziarie lungo la durata del contratto e a fronte dell'effettiva produzione, il cui relativo effetto è riconosciuto a conto economico nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni", in linea con la prassi del settore e tenuto conto che maturano e sono misurati in base alla quantità di energia elettrica prodotta.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued operations

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono classificate come possedute per la vendita se il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo.

Tale criterio di classificazione è applicabile solo se le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili per la vendita immediata nelle loro condizioni attuali e la vendita è altamente probabile.

Quando il Gruppo è coinvolto in un piano di vendita che comporta la perdita del controllo in una partecipata e sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5, tutte le attività e le passività della controllata sono classificate come possedute per la vendita indipendentemente se il Gruppo manterrà, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.

Il Gruppo applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in imprese collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in imprese collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale.

Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come posseduti per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto.

Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico IFRS/IAS di riferimento applicabile alle specifiche attività o passività. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. Le componenti economiche di un iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) conseguentemente alla valutazione al fair value al netto dei costi di vendita e quelle relative ai ripristini di impairment sono rilevate a conto economico nell'ambito del risultato delle continuing operations.

Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.

Se i criteri di classificazione non sono più soddisfatti, il Gruppo non deve più classificare le attività (o il gruppo in dismissione) come possedute per la vendita. In tale caso tali attività sono valutate al minore tra:

- > il valore contabile prima che l'attività (o gruppo in dismissione) fosse classificata come posseduta per la vendita, rettificato per tutti gli ammortamenti o ripristini di valore che sarebbero stati altrimenti rilevati se l'attività (o il gruppo in dismissione) non fosse stata classificata come posseduta per la vendita, e
- > il suo valore recuperabile calcolato alla data della successiva decisione di non vendere, che è pari al maggiore tra il suo fair value al netto dei costi di dismissione e il suo valore d'uso.

Ogni rettifica al valore contabile dell'attività non corrente che cessa di essere classificata come posseduta per la vendita è rilevata nell'ambito del risultato delle continuing operations.

Una discontinued operation è una componente di un Gruppo che è stata dismessa, o classificata come posseduta per la vendita, e:

- > rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività,
- > fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività, o
- > è una società controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

Il Gruppo espone, in una voce separata del conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:

- > degli utili o delle perdite delle discontinued operations al netto degli effetti fiscali, e
- > della plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita, o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation.

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel conto economico per i periodi a raffronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le attività operative cessate entro la data di riferimento dell'ultimo bilancio presentato. Se il Gruppo cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente rappresentati in bilancio tra le discontinued operations sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operations per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Ricavi

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici saranno fruiti dal Gruppo e il relativo importo possa essere attendibilmente determinato. I ricavi comprendono solo i flussi lordi di benefici economici ricevuti e ricevibili dal Gruppo, in nome e per conto proprio. Pertanto, in un rapporto di agenzia, i corrispettivi riscossi per conto terzi sono esclusi dai ricavi.

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o ricevibile, tenendo conto del valore di eventuali sconti commerciali, resi e abbuoni concessi dal Gruppo.

Quando merci o servizi sono scambiati o barattati con merci o servizi che hanno natura e valore simili, lo scambio non è considerato come un'operazione che genera ricavi.

Per i contratti che prevedono una serie di prestazioni che generano ricavi (multiple-element arrangement), i criteri di rilevazione sono applicati alle parti separatamente identificabili di una singola operazione allo scopo di riflettere la sostanza dell'operazione stessa o congiuntamente a più operazioni nel loro complesso quando esse sono così strettamente legate che il risultato commerciale non può essere valutato senza fare riferimento alle varie operazioni come a un unico insieme.

Più in particolare, secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- > i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e i benefici rilevanti della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;

- > i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica sono rilevati quando l'energia è erogata ai clienti e si riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati; sono determinati sulla base delle letture dei misuratori degli impianti di produzione e dei dati scambiati con gli altri eventuali operatori di mercato;

- > i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento della prestazione alla data di chiusura del bilancio, negli esercizi in cui i servizi sono prestati. Lo stadio di completamento della prestazione è determinato in base alla valutazione della prestazione resa come percentuale del totale dei servizi che devono essere resi o come proporzione tra i costi sostenuti e la stima dei costi totali dell'operazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- > proventi e oneri da derivati valutati al fair value rilevato a conto economico sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio;
- > proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come disponibili per la vendita, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, od, ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici affluiranno al Gruppo e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di fair value di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Imposte sul reddito

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versa-

ti, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

In particolare, tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Le imposte correnti sono rilevate nel conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate a ogni data di riferimento del bilancio e sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del conto economico, che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Le imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto a ricevere il pagamento.

I dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati dall'Assemblea degli azionisti.

3

Principi contabili di recente emanazione

Nuovi principi contabili applicati nel 2014

Il Gruppo ha adottato i seguenti principi contabili e modifiche con data di efficacia dal 1° gennaio 2014.

- > "IFRS 10 - *Bilancio consolidato*". Sostituisce il "SIC 12 - *Consolidamento - società a destinazione specifica (società veicolo)*" e, limitatamente alla parte relativa al bilancio consolidato, lo "IAS 27 - *Bilancio consolidato e separato*" la cui denominazione è stata modificata in "Bilancio separato". Il principio introduce un nuovo modello di valutazione dell'esistenza del controllo (presupposto indispensabile per consolidare una partecipata), lasciando invariate le tecniche di consolidamento previste dal previgente IAS 27. Tale modello deve essere applicato indistintamente a tutte le partecipate, incluse le società veicolo, chiamate dal nuovo principio "structured entities". Mentre nei precedenti principi contabili si dava prevalenza, laddove il controllo non derivasse dal possesso della maggioranza dei diritti di voto reali o potenziali, all'analisi dei rischi/benefici derivanti dalla propria interessenza nella partecipata, l'IFRS 10 focalizza il giudizio su tre elementi da considerare in ogni valutazione: il potere di dirigere le attività rilevanti (power); l'esposizione alla variabilità dei rendimenti derivanti dal rapporto partecipativo; il legame tra il potere e i rendimenti, ossia la capacità di influenzare i rendimenti della partecipata esercitando su quest'ultima il proprio potere decisionale. Gli effetti contabili derivanti dalla perdita del controllo o dalla variazione della quota di interessenza in una partecipata (senza perdita del controllo) restano invariati rispetto a quanto previsto dal previgente IAS 27.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "IAS 27 - *Bilancio separato*". Contestualmente all'emissione dell'IFRS 10 e dell'IFRS 12, il previgente IAS 27 è stato modificato sia nella denominazione sia nel contenuto, eliminando tutte le disposizioni relative alla redazione del bilancio consolidato (le altre disposizioni sono rimaste invariate). A seguito di tale modifica, pertanto, il principio indica solo i criteri di rilevazione e misurazione contabile nonché l'informativa da presentare nei bilanci separati in materia di società controllate, joint venture e collegate.

L'applicazione di tale modifica non ha avuto impatti nel Bilancio separato.

> "IFRS 11 - *Accordi a controllo congiunto*". Sostituisce lo "IAS 31 - *Partecipazioni in joint venture*" e il "SIC 13 - *Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo*". A differenza dello IAS 31, che nella valutazione degli accordi di controllo congiunto (c.d. "joint arrangement") dava prevalenza alla forma contrattuale prescelta, il nuovo principio fonda il processo valutativo sui diritti e obblighi attribuiti alle parti dell'accordo. In particolare, il nuovo standard contabile individua due tipologie di joint arrangement: la joint operation, qualora le parti dell'accordo abbiano diritto *pro quota* alle attività e siano responsabili *pro quota* del-

le passività derivanti dall'accordo stesso; la joint venture, qualora le parti abbiano diritto a una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dall'accordo. Nel Bilancio consolidato e nel Bilancio separato, la partecipazione in una joint operation deve essere riflessa contabilmente mediante la rilevazione *pro quota* delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, a prescindere dall'interesse partecipativa detenuta; la partecipazione in una joint venture, invece, deve essere consolidata utilizzando l'*equity method* (non è più consentita l'applicazione del consolidamento proporzionale).

Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Bilancio consolidato sono opportunamente illustrati nella successiva nota "Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

> "IAS 28 - *Partecipazioni in società collegate e joint venture*". Contestualmente all'emissione dell'IFRS 11 e dell'IFRS 12, il previgente IAS 28 è stato modificato sia nella denominazione sia nel contenuto. In particolare, il nuovo principio, che include anche le disposizioni del "SIC 13 - *Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo*", descrive l'applicazione del metodo del patrimonio netto che costituisce, nell'ambito di un bilancio consolidato, il criterio di valutazione delle società collegate e delle joint venture.



Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Bilancio consolidato sono illustrati – unitamente a quelli derivanti dalla già citata introduzione dell'IFRS 11 – nella successiva nota "Ride-terminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013".

- > "IFRS 12 - *Informativa sulle partecipazioni in altre entità*". Racchiude in un unico standard contabile l'informativa da presentare in materia di interessenze detenute in società controllate, joint operation e joint venture, collegate e in "structured entities". In particolare, il principio ingloba e sostituisce l'informativa richiesta dai previgenti IAS 27, IAS 28 e IAS 31, al fine di garantire un set informativo maggiormente uniforme e coerente, introducendo nuovi obblighi informativi con riferimento alle società controllate con rilevanti azionisti di minoranza, alle società collegate e joint venture individualmente significative nonché alle entità strutturate.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche allo IAS 32 - *Strumenti finanziari: Esposizione in bilancio - Compensazione di attività e passività finanziarie*". La nuova versione dello IAS 32 dispone che attività e passività finanziarie debbano essere compensate e il relativo saldo netto esposto nello stato patrimoniale, quando e soltanto quando ricorrano in una società entrambe le seguenti condizioni:
 - a) ha correntemente un diritto legalmente esecutivo a compensare gli importi rilevati contabilmente; e
 - b) intende estinguerle per il residuo netto, o intende realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività.

Le modifiche allo IAS 32 chiariscono che per soddisfare il primo dei predetti requisiti, il diritto alla compensazione non deve essere condizionato a un evento futuro e deve essere legalmente esecutivo sia nel normale corso dell'attività aziendale, sia in caso di inadempimento, insolvenza o fallimento. L'intenzione di regolare al netto può essere provata dalla normale prassi di business, dal funzionamento dei mercati finanziari, dall'assenza di limiti all'abilità di regolare al netto o al lordo attività e passività finanziarie contemporaneamente. Con riferimento a tale requisito, la modifica allo IAS 32 precisa che, qualora la società regoli separatamente attività e passività finanziarie, ai fini della compensazione in bilancio, è necessario che il sistema di regolamento lordo abbia specifiche caratteristiche in grado di eliminare o comunque di ridurre a livelli non significativi il rischio di credito o di liquidità, nonché di processare crediti e debiti in un singolo flusso di regolamento.

L'applicazione di tale principio non ha comportato particolari impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche all'IFRS 10, all'IFRS 11 e all'IFRS 12 - *Guida alle disposizioni transitorie*". Le modifiche hanno l'obiettivo di chiarire alcuni aspetti relativi alla fase di prima applicazione dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. In particolare, l'IFRS 10 è stato emendato chiarendo che per data di applicazione iniziale del principio debba intendersi l'inizio dell'esercizio in cui lo stesso è applicato per la prima volta (i.e. 1° gennaio 2013); è stata, inoltre, limitata l'informativa comparativa da fornire nel primo esercizio di applicazione. L'IFRS 11 e l'IFRS 12 sono stati emendati in maniera analoga, limitando gli effetti, in termini sia di rettifica dei dati di bilancio sia di informativa, derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 11.

L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche all'IFRS 10, all'IFRS 12 e allo IAS 27 - *Entità di investimento*". Le modifiche in esame introducono un'eccezione all'obbligo, contenuto nell'IFRS 10, di consolidare tutte le società controllate, nel caso in cui la controllante si qualifichi come "entità di investimento". In particolare, le "entità di investimento", come definite dalla modifica in esame, non devono consolidare le proprie società controllate a eccezione del caso in cui queste ultime forniscano servizi correlati all'attività di investimento della controllante. Le società controllate non consolidate devono essere valutate in conformità all'IFRS 9 ovvero allo IAS 39. La controllante di un'"entità di investimento" deve, invece, consolidare tutte le proprie controllate (incluse quelle detenute mediante l'entità di investimento stessa), eccetto il caso in cui anch'essa si qualifichi come tale.

L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche allo IAS 36 - *Informazioni integrative sul valore recuperabile delle attività non finanziarie*". Le modifiche apportate allo IAS 36 dall'IFRS 13 non riflettevano le intenzioni dello IASB circa l'informativa da presentare in bilancio in merito al valore recuperabile delle attività svalutate. Conseguentemente, lo IASB ha modificato ulteriormente il principio, eliminando l'informativa introdotta dall'IFRS 13 e richiedendo specifica informativa circa la misurazione del fair value nei casi in cui il valore recuperabile delle attività svalutate è basato sul fair value al netto dei costi di dismissione. Le modifiche in esame, infine, richiedono informativa sul valore recuperabile delle attività o CGU per le quali, durante il periodo, è stata rilevata o ripristinata una perdita di valore.

L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "Modifiche allo IAS 39 - *Novazione di derivati e continuazione della contabilizzazione di copertura*". Le modifiche hanno l'obiettivo di consentire alle società, laddove specifiche condizioni siano soddisfatte, di non interrompere l'hedge accounting per effetto della novazione dello strumento di copertura con una controparte centrale, in applicazione di leggi o regolamenti.

L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei nuovi principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2014.

> "IFRIC 21 - *Tributi*", emesso a maggio 2013. L'interpretazione definisce il momento in cui una società deve rilevare in bilancio una passività a fronte del proprio obbligo di pagare tasse (diverse dalle imposte sui redditi) dovute allo Stato o, in generale, a Organismi locali o internazionali. In particolare, l'interpretazione dispone che la predetta passività debba essere rilevata in bilancio quando l'evento che determina l'obbligo di pagare la tassa (per esempio, raggiungimento di una determinata soglia di ricavi), così come definito dalla legislazione, si verifica. Qualora l'evento che determina il predetto obbligo si verifichi lungo uno specifico periodo di tempo, la passività deve essere rilevata progressivamente. L'interpretazione sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il 17 giugno 2014, o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011-2013", emesso a dicembre 2013. Contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo e che saranno applicabili dal 1° gennaio 2015. 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 dell'IFRS 9 anche se non soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 32 per essere classificati come attività o passività finanziarie;

- "IAS 40 - *Investimenti immobiliari*"; in base allo IAS 40 un immobile detenuto da un locatario mediante un leasing operativo può essere qualificato come investimento immobiliare se e solo se l'immobile soddisfa i requisiti previsti dal principio per essere qualificato come tale e il locatario valuta tali investimenti in base al modello del fair value. La modifica chiarisce che è necessario il giudizio del management per determinare se l'acquisizione di un investimento immobiliare rappresenta 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.

> "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo e che saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° febbraio 2015 o successivamente. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:

- "IFRS 2 - *Pagamenti basati sulle azioni*"; la modifica separa le definizioni di "performance condition" e "service condition" dalla definizione di "vesting condition" al fine di rendere la descrizione di ogni condizione più chiara;
- "IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un'eventuale contingent consideration pattuita nell'ambito di una business combination. In particolare, la modifica chiarisce che se la contingent consideration rappresenta uno strumento finanziario, deve essere classificata come passività finanziaria o come strumento rappresentativo di capitale. Nel primo caso, la passività è valutata al fair value e le relative variazioni sono rilevate a conto economico in conformità all'IFRS 9. Le contingent consideration che non rappresentano strumenti finanziari sono valutate al fair value e le relative variazioni sono rilevate a conto economico;
- "IFRS 8 - *Settori operativi*"; le modifiche introducono ulteriore informativa al fine di consentire agli utilizzatori

del bilancio di capire i giudizi del management circa l'aggregazione dei settori operativi e sulle relative motivazioni di tale aggregazione. Le modifiche chiariscono, inoltre, che la riconciliazione tra il totale dell'attivo dei settori operativi e il totale dell'attivo della società è richiesta solo se fornita periodicamente al management;

- "IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*"; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore di carico "lordo" è adeguato coerentemente con la rivalutazione del valore di carico dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato è calcolato come differenza tra il valore di carico "lordo" e il valore di carico dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata;
- "IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*"; la modifica chiarisce che una management entity, ossia un'entità che presta alla società servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica, è una parte correlata della società. Ne consegue che la società dovrà evidenziare nell'ambito dell'informativa richiesta dallo IAS 24 in tema di parti correlate, oltre i costi per servizi pagati o pagabili alla management entity, anche le altre transazioni con la stessa entity, quali per esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che, se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l'informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla management entity a tali dirigenti;
- "IAS 38 - *Attività immateriali*"; la modifica chiarisce che quando un'attività immateriale è rivalutata, il suo valore di carico "lordo" è adeguato coerentemente con la rivalutazione del valore di carico dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato è calcolato come differenza tra il valore di carico "lordo" e il valore di carico dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.

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

- > "Modifiche allo IAS 19 - *Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti*", emesso a novembre 2013. Le modifiche hanno l'obiettivo di chiarire come rilevare i contributi versati dai dipendenti nell'ambito di un piano a benefici

definiti. In particolare, i contributi correlati ai servizi resi devono essere rilevati a riduzione del service cost:

- lungo il periodo in cui i dipendenti prestano i propri servizi, se l'ammontare dei contributi dovuti varia in ragione del numero di anni di servizio; oppure
- nel periodo in cui il correlato servizio è reso, se l'ammontare dei contributi dovuti non varia in ragione del numero di anni di servizio.

Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° febbraio 2015 o successivamente. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "IFRS 9 - *Financial instruments*", emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l'attuale "IAS 39 - *Financial Instruments: Recognition and Measurement*" e supera tutte le precedenti versioni. Il principio è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018 ed è consentita l'applicazione anticipata, dopo il relativo endorsement.

La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'impairment e all'hedge accounting.

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

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

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

La categoria delle attività finanziarie al fair value through profit or loss (FVTPL) è, invece, una categoria residuale che accoglie le attività finanziarie che non sono detenute in uno dei due business model di cui sopra, ivi incluse

quelle detenute per la negoziazione e quelle gestite sulla base del relativo fair value.

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

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

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

In buona sostanza, il modello prevede:

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

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

Il nuovo approccio di hedge accounting consentirà alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eligibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer component e alle esposizioni aggregate (i.e. una combinazione di un'esposizione non derivata e di un derivato). In relazione agli strumenti

di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39 riguardano la possibilità di differire il time value di un'opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spreads (i.e. "costi di hedging") nell'OCI fino al momento in cui l'elemento coperto impatta il conto economico. L'IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettivo devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

Infine, l'IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio fair value hedge accounting in relazione al rischio di tasso di interesse ("macro hedge accounting") in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione. A tal proposito, ad aprile 2014 lo IASB ha pubblicato il Discussion Paper *Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*.

I potenziali impatti della futura applicazione dell'IFRS 9 sono allo stato attuale in fase di valutazione.

- > "IFRS 14 - *Regulatory Deferral Accounts*", emesso a gennaio 2014. Lo standard consente ai first-time adopter di continuare a rilevare gli ammontari relativi alle tariffe regolamentate (rate regulated) iscritti in base ai previgenti principi adottati (per es., principi locali), in sede di prima adozione degli *International Financial Reporting Standards*. Lo standard non può essere adottato dalle società che già redigono il proprio bilancio secondo gli IFRS/IAS. In altre parole una società non può rilevare attività e passività rate regulated in base all'IFRS 14 se i principi contabili correnti non consentono di rilevare tali attività e passività o se la società non aveva adottato tale policy contabile prevista dai correnti principi contabili. Lo standard sarà applicabile retrospettivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016, o successivamente. L'applicazione del principio non comporta impatti per il Gruppo.
- > "IFRS 15 - *Revenue from contracts with customers*", emesso a maggio 2014, introduce un quadro complessivo di riferimento per la rilevazione e misurazione dei ricavi, nonché il set di note di commento a corredo. Il nuovo principio sostituirà lo "IAS 11 - *Lavori su ordinazione*", lo "IAS 18 - *Ricavi*", l'"IFRIC 13 - *Programmi di fidelizzazione della clientela*", l'"IFRIC 15 - *Accordi per la costruzione di immobili*", l'"IFRIC 18 - *Cessioni di attività da parte della clientela*", il "SIC 31 - *Ricavi - Servizi di baratto compren-*

enti servizi pubblicitari". Il nuovo standard stabilisce che la società deve rilevare i ricavi in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti, misurando il corrispettivo che ci si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Il nuovo criterio di rilevazione dei ricavi si basa su un modello costituito da cinque fasi fondamentali (step): la società deve identificare il contratto con il cliente (step 1); una volta identificato il contratto, la società deve valutare i termini dello stesso e la prassi commerciale al fine di individuare quali beni e servizi sono oggetto di singole obbligazioni individuate nel contratto (step 2); successivamente, la società deve determinare il prezzo della transazione (step 3), che è rappresentato dal corrispettivo che ci si attende di ottenere; la società dovrà quindi allocare il prezzo della transazione tra le diverse singole obbligazioni individuate nel contratto (step 4) sulla base del valore di ciascuna di esse; i ricavi sono rilevati quando la società adempie alle singole obbligazioni individuate (step 5). Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017, o successivamente. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Amendments to IFRS 11 - *Accounting for acquisitions of interest in joint operation*", emesso a maggio 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile per le acquisizioni di interessenze in una joint operation che costituisce un business, ai sensi dell'IFRS 3, richiedendo di applicare tutte le regole di contabilizzazione delle business combination dell'IFRS 3 e degli altri IFRS a eccezione di quei principi che sono in conflitto con la guida operativa dell'IFRS 11. In base alle modifiche in esame, un joint operator nella veste di acquirente di tali interessenze deve valutare al fair value le attività e passività identificabili; rilevare a conto economico i relativi costi di acquisizione (a eccezione dei costi di emissione di debito o capitale); rilevare le imposte differite; rilevare l'eventuale avviamento o utile derivante da un acquisto a prezzi favorevoli; effettuare l'impairment test per le cash generating unit alle quali è stato allocato l'avviamento; fornire le disclosure delle rilevanti business combination. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.
- > "Amendments to IAS 16 and IAS 38 - *Clarification of acceptable methods of depreciation and amortisation*", emesso a maggio 2014. Le modifiche forniscono una guida supplementare sulla modalità di calcolo dell'ammortamento relativo a immobili, impianti, macchinari e alle

immobilizzazioni immateriali. Le previsioni dello IAS 16 sono state modificate per non consentire, esplicitamente, un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati (c.d. "revenue-based method"). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il revenue-based method non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:

- l'attività immateriale è espressa come una misura dei ricavi;
- può essere dimostrato che i ricavi e il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale sono altamente correlati.

Le modifiche saranno applicabili prospetticamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Amendments to IAS 16 and IAS 41 - *Bearer plants*", emesso a giugno 2014. Le modifiche hanno variato i requisiti di contabilizzazione delle attività biologiche che soddisfano la definizione di "piante fruttifere" (c.d. "bearer plants"), quali per esempio gli alberi da frutta, che ora rientreranno nell'ambito di applicazione dello "IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*" e che conseguentemente saranno soggette a tutte le previsioni di tale principio. Ne consegue che, per la valutazione successiva alla rilevazione iniziale, la società potrà scegliere tra il modello del costo e quello della rideterminazione del valore (c.d. "revaluation model"). I prodotti agricoli maturati sulle piante fruttifere (quali per esempio la frutta) continuano a rimanere nell'ambito applicativo dello "IAS 41 - *Agricoltura*". Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > "Amendments to IAS 27 - *Equity method in separate financial statements*" emesso ad agosto 2014. Le modifiche consentono l'utilizzo dell'equity method nel bilancio separato per la contabilizzazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture. Le modifiche chiariscono inoltre alcuni aspetti relativi alle c.d. "investment entity"; in particolare, è stato chiarito che quando una società cessa di essere una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in società controllate in accordo allo IAS 27. D'altro canto, quando una società diviene una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in imprese controllate al fair value through profit

or loss secondo quanto previsto dall'IFRS 9. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. La Capogruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni nel Bilancio separato.

- > "Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - *Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture*", emesso a settembre 2014. Le modifiche stabiliscono che, in caso di vendita/conferimento di asset a una joint venture o a una collegata, o di vendita di interessenze partecipative che determinano la perdita di controllo, mantenendo il controllo congiunto o l'influenza notevole sulla collegata o joint venture, l'ammontare dell'utile (perdita) rilevato dipende dal fatto se gli asset o la partecipazione rappresentano, o meno, un business secondo quanto previsto dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali". In particolare, se gli asset/partecipazione costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato integralmente; se gli asset/partecipazione non costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato soltanto per la quota di competenza degli azionisti terzi della collegata o della joint venture, che rappresentano le controparti della transazione. Le modifiche saranno applicabili prospettivamente, previa omologazione, alle transazioni che verranno poste in essere a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016, o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > "Amendments to IAS 1 - *Disclosure Initiative*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche, parte di una più ampia iniziativa di miglioramento della presentazione e delle disclosure del bilancio, includono aggiornamenti nelle seguenti aree:
 - materialità: è stato chiarito che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l'inclusione di informazioni immateriali potrebbe inficiare l'utilità dell'informativa finanziaria;
 - disaggregazione e subtotali: è stato chiarito che le specifiche voci di conto economico, del prospetto dell'utile complessivo del periodo e di stato patrimoniale possono essere disaggregate. Sono stati introdotti, inoltre, nuovi requisiti per l'utilizzo dei subtotali;
 - struttura delle note: è stato chiarito che le società hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. È stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, la società deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;

- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota di OCI relativa a partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere bipartita tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a conto economico; tali quote devono essere presentate, come autonome voci, nell'ambito delle rispettive sezioni del prospetto di conto economico complessivo.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 28 - *Investment Entities: Applying the consolidation exception*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche chiariscono che se la Capogruppo (o controllante intermedia) predispone un bilancio in conformità all'IFRS 10 (incluso il caso di una investment entity che non consolidi le proprie partecipazioni in imprese controllate, ma le valuti al fair value), l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato si estende alle controllate di una investment entity che sono a loro volta qualificate come investment entity. Inoltre, le modifiche chiariscono che una controllante che si qualifichi come investment entity deve consolidare una controllata che fornisce attività o servizi di investimento collegati alle proprie attività di investimento, se la controllata non è essa stessa una investment entity. Le modifiche semplificano altresì l'applicazione del metodo del patrimonio netto per una società che non è una investment entity, ma detiene una partecipazione in un'impresa collegata o in una joint venture che si qualifichi come "investment entity". In particolare, la società, quando applica il metodo del patrimonio netto, può mantenere la valutazione al fair value applicata dalle collegate o joint venture, equity investment, alle rispettive partecipazioni in imprese controllate. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > "Annual improvements to IFRSs 2012-2014 cycle", emesso a settembre 2014. Contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 5 - *Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate*"; le modifiche chiariscono che il cambiamento di classificazione di un'attività (o gruppo in dismissione) da posseduta per la vendita a

posseduta per la distribuzione ai soci non deve essere considerato un nuovo piano di dismissione, ma la continuazione del piano originario. Pertanto, tale modifica di classificazione non determina l'interruzione dell'applicazione delle previsioni dell'IFRS 5, né tantomeno la variazione della data di classificazione. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, alle variazioni di classificazione effettuate a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente;

- "IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*"; relativamente alle disclosure da fornire per ogni coinvolgimento residuo in attività trasferite e cancellate per l'intero ammontare, le modifiche al principio chiariscono che, ai fini della disclosure, un contratto di servicing, che preveda la corresponsione di una commissione, può rappresentare un coinvolgimento residuo in tale attività trasferita. La società deve analizzare la natura della commissione e del contratto per determinare quando è richiesta la specifica disclosure. Le modifiche chiariscono, inoltre, che le disclosure relative alla compensazione di attività e passività finanziarie non sono richieste nei bilanci intermedi sintetici. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente;
- "IAS 19 - *Benefici per i dipendenti*"; lo IAS 19 richiede che il tasso di sconto utilizzato per attualizzare la passività per benefici successivi alla cessazione del rapporto di lavoro deve essere determinato con riferimento ai rendimenti di mercato di titoli di aziende primarie o di titoli pubblici, qualora non esista un mercato profondo di titoli di aziende primarie. La modifica allo IAS 19 chiarisce che la profondità del mercato dei titoli di aziende primarie deve essere valutata sulla base della valuta in cui l'obbligazione è espressa e non della valuta del Paese in cui l'obbligazione è localizzata. Se non esiste un mercato profondo di titoli di aziende primarie in tale valuta, deve essere utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente;
- "IAS 34 - *Bilanci intermedi*"; la modifica prevede che le disclosure richieste per le situazioni infrannuali devono essere fornite o nel bilancio intermedio o richiamate

nel bilancio intermedio attraverso un riferimento ad altro prospetto (per es., la relazione degli amministratori sulla gestione del rischio) che sia disponibile agli utilizzatori del bilancio negli stessi termini e allo stesso tempo del bilancio intermedio. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.

4

Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013

I dati comparativi relativi allo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2013 e al Conto economico del 2013 sono stati modificati per effetto dell'applicazione:

- > dell'IFRS 11, per il criterio di consolidamento delle joint arrangement;
- > dell'IFRS 3, per la contabilizzazione definitiva di aggregazioni aziendali (PPA);
- > delle riclassifiche dividendi, derivati e altri materiali.

IFRS 11

Secondo quanto previsto dal principio IFRS 11, applicabile a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retroattiva, l'unico metodo di contabilizzazione applicabile per le joint venture è l'equity method. Pertanto, poiché il Gruppo adottava il metodo di consolidamento proporzionale, i dati di Stato patrimoniale e di Conto economico presentati nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 sono stati rideterminati, con i seguenti effetti:

- > riclassifica del saldo netto delle attività (202 milioni di euro) e delle passività (140 milioni di euro) tutte riconducibili a joint venture classificate nella voce "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" (62 milioni di euro);
- > decremento di 8 milioni di euro dell'utile operativo *ante* ammortamenti e perdite di valore (0,4%).

L'applicazione del nuovo standard ha inoltre richiesto la rideterminazione dei dati operativi (personale, capacità installata, produzione, numero di impianti operativi) e di taluni indicatori di sostenibilità.

PPA

Secondo quanto previsto dal principio IFRS 3 si è proceduto alla rilevazione in via definitiva, entro i termini previsti, del fair value delle attività e delle passività acquisite e delle passività potenziali assunte con le acquisizioni del 100% del capitale sociale di Parque Eólico Talinay Oriente (di seguito "Talinay") e Dominica Energía Limpia (di seguito "Dominica") avvenute nel primo trimestre 2013. L'impatto complessivo sul totale attivo e sul totale passivo è stato pari a 4 milioni di euro.

Riclassifiche dividendi, derivati e altri materiali

A seguito delle mutate modalità di classificazione dei costi per acquisto energia, degli impatti economici dei contratti derivati e dei relativi fair value, e della classificazione dei dividendi da collegate all'interno della voce "Flusso di cassa da attività operativa", volte all'applicazione delle migliori prassi riscontrabili nel settore e a favorire la chiarezza del bilancio, si è proceduto a effettuare delle riclassifiche agli schemi di Conto economico consolidato, Stato patrimoniale consolidato e Rendiconto finanziario consolidato, con l'obiettivo di maggiore comparabilità dei dati.

Nella tabella di seguito riportata sono illustrati gli effetti sul Conto economico 2013 relativi alle fattispecie descritte.

Milioni di euro

	2013	IFRS 11	Riclassifiche derivati e altri materiali	2013 restated
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2.263	(51)	-	2.212
Altri ricavi e proventi	494	(6)	-	488
	2.757	(57)	-	2.700
Acquisti energia e altri combustibili	265	(33)	(54)	178
Servizi e altri materiali	444	(18)	54	480
Costo del personale	247	(5)	-	242
Ammortamenti e perdite di valore	722	(43)	-	679
Altri costi operativi	138	(2)	-	136
Costi per lavori interni capitalizzati	(103)	9	-	(94)
	1.713	(92)	-	1.621
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	21	-	-	21
Utile operativo	1.065	35	-	1.100
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(268)	8	260	-
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	-	-	(27)	(27)
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	-	-	(233)	(233)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	64	(43)	-	21
Utile prima delle imposte	861	-	-	861
Imposte	324	-	-	324
Risultato delle continuing operations	537	-	-	537
Risultato delle discontinued operations⁽¹⁾	61	-	-	61
Utile dell'esercizio	598	-	-	598

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

Nella tabella seguente sono evidenziate le variazioni allo schema di Stato patrimoniale consolidato al 1° gennaio 2013 e al 1° gennaio 2014 a fronte di tali sopracitate modifiche, inclusive degli effetti fiscali a esse relative.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	IFRS 11	PPA	IFRS19/R	Certificati verdi
Immobili, impianti e macchinari	10.878	(174)	-	-	-
Attività immateriali	1.260	(12)	80	-	-
Avviamento	942	(4)	(53)	-	-
Attività per imposte anticipate	297	(4)	-	15	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	533	53	-	-	-
Derivati	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	328	7	-	-	-
Altre attività non correnti	83	(18)	-	-	-
Totale attività non correnti	14.321	(152)	27	15	-
Rimanenze	64	(4)	-	-	-
Crediti commerciali	571	(6)	-	-	(71)
Crediti tributari	63	(1)	-	-	-
Derivati	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	428	20	-	-	-
Altre attività correnti	344	(4)	-	-	71
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	333	(19)	-	-	-
Totale attività correnti	1.803	(14)	-	-	-
Attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	16.124	(166)	27	15	-

Milioni di euro

	al 31.12.2012	IFRS 11	PPA	IFRS19/R	Certificati verdi
Capitale sociale	1.000	-	-	-	-
Riserve	5.685	-	-	(2)	-
Utile dell'esercizio del Gruppo	413	-	-	(26)	-
Totale patrimonio netto del Gruppo	7.098	-	-	(28)	-
Interessenze di minoranza	874	-	9	-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO	7.972	-	9	(28)	-
Finanziamenti a lungo termine	4.617	(102)	-	-	-
TFR e altri benefici ai dipendenti	46	-	-	43	-
Fondi rischi e oneri	101	(1)	-	-	-
Passività per imposte differite	584	(3)	18	-	-
Derivati	-	-	-	-	-
Altre passività finanziarie non correnti	67	(2)	-	-	-
Altre passività non correnti	137	(2)	-	-	-
Totale passività non correnti	5.552	(110)	18	43	-
Finanziamenti a breve termine	818	(16)	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	202	(11)	-	-	-
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	2	-	-	-	-
Debiti commerciali	1.070	(22)	-	-	-
Derivati	-	-	-	-	-
Debiti per imposte sul reddito	44	(1)	-	-	-
Altre passività finanziarie correnti	89	(1)	-	-	-
Altre passività correnti	375	(5)	-	-	-
Totale passività correnti	2.600	(56)	-	-	-
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	-	-	-	-	-
TOTALE PASSIVITÀ	8.152	(166)	18	43	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	16.124	(166)	27	15	-

Riclassifiche derivati	al 01.01.2013 restated	al 31.12.2013	IFRS 11	PPA Talinay	PPA Dominica	Riclassifiche derivati	al 31.12.2013 restated
-	10.704	11.851	(134)	(14)	-	-	11.703
-	1.328	1.328	(31)	8	7	-	1.312
-	885	882	(10)	8	(5)	-	875
-	308	318	(5)	-	-	-	313
-	586	508	62	-	-	-	570
7	7	-	-	-	-	13	13
(7)	328	363	7	-	-	(13)	357
-	65	145	(19)	-	-	-	126
-	14.211	15.395	(130)	2	2	-	15.269
-	60	93	(4)	-	-	-	89
-	494	364	(9)	-	-	-	355
-	62	63	-	-	-	-	63
4	4	-	-	-	-	3	3
(4)	444	224	24	-	-	(3)	245
-	411	417	(5)	-	-	-	412
-	314	343	(16)	-	-	-	327
-	1.789	1.504	(10)	-	-	-	1.494
-	-	37	-	-	-	-	37
-	16.000	16.936	(140)	2	2	-	16.800

Riclassifiche derivati	al 01.01.2013 restated	al 31.12.2013	IFRS 11	PPA Talinay	PPA Dominica	Riclassifiche derivati	al 31.12.2013 restated
-	1.000	1.000	-	-	-	-	1.000
-	5.683	5.762	-	-	-	-	5.762
-	387	528	-	-	-	-	528
-	7.070	7.290	-	-	-	-	7.290
-	883	973	-	-	-	-	973
-	7.953	8.263	-	-	-	-	8.263
-	4.515	5.277	(81)	-	-	-	5.196
-	89	48	(1)	-	-	-	47
-	100	118	(1)	-	-	-	117
-	599	694	(9)	2	2	-	689
65	65	-	-	-	-	34	34
(65)	-	37	(3)	-	-	(34)	-
-	135	183	(2)	-	-	-	181
-	5.503	6.357	(97)	2	2	-	6.264
-	802	839	(18)	-	-	-	821
-	191	220	(8)	-	-	-	212
-	2	14	(1)	-	-	-	13
-	1.048	753	(12)	-	-	-	741
-	-	-	-	-	-	4	4
-	43	42	(1)	-	-	-	41
-	88	93	-	-	-	(4)	89
-	370	343	(3)	-	-	-	340
-	2.544	2.304	(43)	-	-	-	2.261
-	-	12	-	-	-	-	12
-	8.047	8.673	(140)	2	2	-	8.537
-	16.000	16.936	(140)	2	2	-	16.800

Nella tabella seguente sono evidenziate le variazioni allo schema di Rendiconto finanziario consolidato 2013.

Milioni di euro

	2013	IFRS 11	Riclassifiche dividendi, derivati e altri materiali	2013 restated
Utile prima delle imposte	861	-	-	861
Utile prima delle imposte delle discontinued operations	62	-	-	62
Rettifiche per:				
Ammortamenti e perdite di valore	722	(43)	-	679
Quota (proventi)/oneri netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(64)	43	-	(21)
Proventi/(Oneri) finanziari netti	268	(8)	(260)	-
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	-	-	27	27
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	-	-	233	233
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	(91)	1	-	(90)
<i>Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>	<i>1.758</i>	<i>(7)</i>	<i>-</i>	<i>1.751</i>
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti	(17)	(2)	-	(19)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	(29)	-	-	(29)
(Incremento)/Decremento crediti e debiti commerciali	(269)	12	-	(257)
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti	(155)	11	-	(144)
Interessi attivi/(passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)	(302)	8	-	(294)
Imposte pagate	(287)	-	-	(287)
Dividendi incassati da collegate	-	-	44	44
Flusso di cassa da attività operativa (a)	699	22	-	765
<i>- di cui discontinued operations</i>	<i>5</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>5</i>
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	(1.206)	2	-	(1.204)
Investimenti in attività immateriali	(43)	-	-	(43)
Investimenti in imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(149)	4	-	(145)
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	53	(43)	-	10
Dismissioni di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	173	-	-	173
Dividendi incassati da collegate	44	-	(44)	-
Flusso di cassa da attività di investimento (b)	(1.128)	(37)	-	(1.209)
<i>- di cui discontinued operations</i>	<i>85</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>85</i>
Nuove emissioni/(rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	693	22	-	715
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	(89)	(4)	-	(93)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(150)	-	-	(150)
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)	454	18	-	472
<i>- di cui discontinued operations</i>	<i>7</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>7</i>
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	(5)	-	-	(5)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	20	3	-	23
<i>- di cui discontinued operations</i>	<i>97</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>97</i>
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	333	(19)	-	314
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽¹⁾	353	(16)	-	337

(1) Includono disponibilità liquide delle "Attività classificate come possedute per la vendita", pari a 10 milioni di euro al 31 dicembre 2013.

L'applicazione retrospettica al 1° gennaio 2014 dell'IFRS 11 non ha comportato variazioni sul Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio e sul Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, a eccezione

di una riclassificazione di 2 milioni di euro dalla "Riserva da valutazione strumenti finanziari CFH" alla "Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

5

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

Esercizio 2013

- > Acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società eolica cilena;
- > acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di Power-Crop, società operante nel settore della biomassa in Italia;
- > cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società eolica statunitense;
- > acquisizione, in data 22 maggio 2013, tramite esercizio delle relative opzioni, di un'ulteriore quota del 26% delle società eoliche statunitensi Chisholm View LLC e Prairie Rose LLC, valutate con il metodo del patrimonio netto in base alla quota azionaria precedentemente detenuta (49%). Conseguentemente, a partire da tale data, le società sono consolidate con il metodo integrale;

- > cessione, in data 1° luglio 2013, della partecipazione di Enel.si Srl, società interamente controllata, a Enel Energia SpA. A seguito della cessione, Enel.si è stata deconsolidata a partire dal 1° luglio 2013 e i risultati economici conseguiti dalla stessa sino alla data di cessione, come la plusvalenza realizzata dalla cessione delle quote del capitale sociale della stessa, sono rappresentati come discontinued operations;
- > acquisizione, in data 8 novembre 2013, della società Origin Wind Energy LLC, titolare di un progetto di sviluppo eolico negli Stati Uniti;
- > acquisizione, nel mese di dicembre 2013, del 100% di otto società titolari di altrettanti progetti di sviluppo eolico negli Stati Uniti;
- > acquisizioni minori del 2013 relative alla quota di controllo nella società francese La Vallier (già fusa in Enel Green Power France), nella società messicana Dominica e nella società italiana Enel Green Power Finale Emilia.

A partire dal quarto trimestre 2013, in accordo con i requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione delle attività e delle passività destinate a essere cedute, si è proceduto a riclassificare nelle relative voci di Stato patrimoniale le attività e le passività inerenti alle partecipate portoghesi operanti nel settore della cogenerazione e il valore della partecipazione nella società francese WP France 3 (cedute nel corso del primo trimestre 2014).



Esercizio 2014

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto di precedenti acquisizioni

Dominica

Milioni di euro	Valori contabili ante acquisizione (gennaio 2013)	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	-	-	-
Attività immateriali	-	7	7
Altre attività non correnti	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	-	-
Attività correnti	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	-	7	7
Passivo non corrente	-	-	-
Passivo corrente	-	2	2
TOTALE PASSIVITÀ	-	2	2
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	-	5	5
Avviamento	-	-	2
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	7

(1) Inclusi oneri accessori.

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013. Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione provvisoria dei fair value delle attività acquisite, delle passività e passività

potenziali assunte sono essenzialmente riconducibili:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo fair value;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

Talinay

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	107	5	112
Attività immateriali	-	8	8
Altre attività non correnti	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	-	-
Attività correnti	20	-	20
TOTALE ATTIVITÀ	127	13	140
Passivo non corrente	-	2	2
Passivo corrente	20	-	20
TOTALE PASSIVITÀ	20	2	22
Patrimonio netto di terzi	-	-	-
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	107	11	118
Avviamento	-	-	8
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	126
Disponibilità liquide	-	-	-
Effetto cassa ⁽²⁾	-	-	81
Ancora da versare	-	-	18

(1) Inclusi oneri accessori.

(2) Al netto degli acconti già versati nel 2012 (pari a 27 milioni di euro).

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013. Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione provvisoria dei fair value delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte sono essenzialmente riconducibili:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo fair value;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

Aggregazioni aziendali

Acquisizione di Buffalo Dunes Wind Project e Aurora Distributed Solar

In data 12 maggio 2014 il Gruppo ha perfezionato l'acquisto di un'ulteriore quota del 26% nel capitale di Buffalo Du-

nes Wind Project; dopo l'esercizio dell'opzione a valle dell'operazione, la società risulta detenuta nella misura del 75% ed è consolidata integralmente (in precedenza l'interessenza del 49% era rilevata con il metodo del patrimonio netto). In base a quanto previsto dall'IFRS 3 Revised, ai fini della sua contabilizzazione tale operazione ricade nella fattispecie di una aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte delle attività nette già possedute sono state rilevate nel conto economico del periodo.

Inoltre, il Gruppo ha anche acquisito il 100% di Aurora Distributed Solar, società operante nello sviluppo di impianti solari, per 15 milioni di euro.

Alla data del presente Bilancio consolidato, il processo di allocazione del costo di acquisto al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte con le due sopracitate operazioni risulta essere parzialmente effettuato e l'eccedenza di prezzo, quantificata in 7 milioni di euro, è stata rilevata in via provvisoria come avviamento.

Determinazione avviamento Buffalo Dunes Wind Project e Aurora Distributed Solar

Milioni di euro

Attività nette acquisite prima dell'allocazione	114
Rettifiche per valutazione al fair value:	
- attività materiali	15
- interessenze di terzi	(3)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	126
Avviamento	7
Valore dell'operazione	133
Valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	77
Rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	3
Costo dell'acquisizione effettuata nel 2014 per cassa ⁽¹⁾	53

(1) Il prezzo di acquisizione del 26% di Buffalo Dunes e del 100% di Aurora Distributed Solar versato per cassa è rispettivamente pari a 38 e 15 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione.

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche per valutazione al fair value effettuate in via provvisoria	Valori rideterminati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	334	-	334
Attività immateriali	-	15	15
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6	-	6
TOTALE ATTIVITÀ	340	15	355
PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO	114	12	126
Interessenze di terzi	38	3	41
Indebitamento finanziario	181	-	181
Passività per imposte differite e altre passività	7	-	7
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	340	15	355

Enel Green Power Solar Energy Srl

In data 22 luglio 2014 Enel Green Power ha acquisito la partecipazione detenuta da Sharp in Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl (adesso Enel Green Power Solar Energy Srl - "EGP SE"), joint venture paritetica nata per sviluppare, costruire e gestire impianti fotovoltaici nell'area dell'EMEA, utilizzando i pannelli prodotti dalla fabbrica di 3SUN. Il prezzo per l'acquisizione della quota del 50% e del credito finanziario vantato da Sharp nei confronti di EGP SE è stato complessivamente pari a 30 milioni di euro.

Il Gruppo, a seguito dell'acquisizione, ha incrementato la propria partecipazione in EGP SE, passando dal 50% (joint venture precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto) al 100%. In base a quanto previsto dall'IFRS 3 Revised, ai fini della sua contabilizzazione tale operazione ricade nella fattispecie di una aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition).

Di seguito si riepilogano gli effetti derivanti dalla provvisoria attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte.

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	100	2	102
Disponibilità liquide	12	-	12
Altre attività	22	(11)	11
TOTALE ATTIVITÀ	134	(9)	125
Passività non correnti	124	(1)	123
TOTALE PASSIVITÀ	124	(1)	123
TOTALE ATTIVITÀ NETTE	10	(8)	2
ATTIVO NETTO ACQUISITO (50%)	5	(4)	1
Cash out per crediti intercompany	25	-	25
Valore dell'operazione	30	(4)	26
Disponibilità liquide	-	-	12
Effetto cassa	-	-	18

Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte sono essenzialmente riconducibili:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività materiali e immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo fair value;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

Altri progetti in Nord America

Nel mese di dicembre 2014 il Gruppo ha concluso due distinte aggregazioni aziendali negli Stati Uniti trattate in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3 Revised.

Il valore di ciascuna di tali operazioni comprende una componente fissa e una contingent consideration. L'excess cost identificato è stato provvisoriamente allocato a immobilizzazioni immateriali, tenendo conto dell'effetto fiscale, come riepilogato nelle tabelle seguenti.

Business combination Geronimo Wind Energy

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attività immateriali	-	12	12
Altre attività	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	-	12	12
Altre passività non correnti	-	4	4
TOTALE PASSIVITÀ	-	4	4
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	-	8	8
Avviamento	-	-	-
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	8
Effetto cassa	-	-	-

(1) Inclusi oneri accessori.

Business combination Trade Wind Energy

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attività immateriali	-	50	50
Altre attività	1	-	1
TOTALE ATTIVITÀ	1	50	51
Altre passività non correnti	-	18	18
TOTALE PASSIVITÀ	-	18	18
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	1	32	33
Avviamento	-	-	-
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	33
Effetto cassa	-	-	-

(1) Inclusi oneri accessori.

Talinay Poniente

Nel corso del 2014 il Gruppo ha acquisito il 100% della società Projecto Talinay Poniente SA.

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attività immateriali	-	20	20
Altre attività	-	-	-
TOTALE ATTIVITÀ	-	20	20
Passivo non corrente	-	4	4
Passivo corrente	-	-	-
TOTALE PASSIVITÀ	-	4	4
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO	-	16	16
Avviamento	-	-	-
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	-	-	16
Effetto cassa	-	-	-

(1) Inclusi oneri accessori.

Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione definitiva dei fair value delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte sono essenzialmente riconducibili:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo fair value;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

Acquisizioni minori

Nel mese di settembre 2014 Enel Green Power North America ha siglato un accordo con American Wind Capital per l'acquisto del 100% del capitale sociale di Osage Wind LLC, società titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW per un importo di 50 milioni di euro. Nel quarto trimestre è stata successivamente ceduta una quota del 50% della società, pari a 26 milioni di euro. La società, detenuta in joint control, è valutata con il metodo del patrimonio netto.

Nel corso dell'esercizio 2014 sono stati perfezionati accordi per acquisizioni di progetti eolici e solari in Cile, per un ammontare complessivo pari a circa 7 milioni di euro, e di un progetto eolico in Uruguay per 4 milioni di euro.

Cessioni

Nel corso del primo semestre 2014 è stata finalizzata la cessione di alcune partecipate portoghesi operanti nel settore della cogenerazione.

Nel mese di dicembre 2014 il Gruppo ha ceduto l'intera quota (36,2%) detenuta dalla Capogruppo in LaGeo a Inversiones Energéticas SA de Cv (INE), la società energetica statale salvadoregna.

Il corrispettivo di cessione è stato fissato in 280 milioni di dollari statunitensi (circa 224 milioni di euro), generando una plusvalenza pari a circa 123 milioni di euro al lordo delle tasse.

Nel mese di dicembre 2014 la Capogruppo ha ceduto attraverso la sua controllata al 100% Enel Green Power International BV l'intero capitale di Enel Green Power France a Boralex EnR Sas, per un corrispettivo totale di 299 milioni di euro. Tale cessione ha determinato una plusvalenza, al lordo delle tasse e al netto degli oneri accessori, pari a 31 milioni di euro.



6

Informativa per area di attività

Si evidenzia che dal 24 aprile 2014 il Gruppo ha adottato la seguente nuova struttura organizzativa:

- > 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 rive-

de 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 l'esercizio 2014 e per l'esercizio 2013 restated riclassificato in base alla nuova struttura organizzativa 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.

Risultati per area di attività del 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	2.064	538	394	-	2.996	-	2.996
Ricavi intersettoriali	65	-	-	(65)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.129	538	394	(65)	2.996	-	2.996
Totale costi	665	336	118	(65)	1.054	-	1.054
Ammortamenti	517	60	119	-	696	-	696
Perdite di valore e ripristini	217	-	8	-	225	-	225
Utile operativo	730	142	149	-	1.021	(4)	1.017
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	270	1	52	-	323	-	323
Investimenti	395	926	308	-	1.629	-	1.629

Risultati per area di attività del 2013 restated

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	1.950	408	363	-	2.721	138	2.859
Ricavi intersettoriali	51	-	-	(51)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	2.001	408	363	(51)	2.721	138	2.859
Totale costi	671	205	117	(51)	942	69	1.011
Ammortamenti	486	46	95	-	627	8	635
Perdite di valore e ripristini	24	16	12	-	52	-	52
Utile operativo	820	141	139	-	1.100	61	1.161
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	484	8	78	-	570	-	570
Investimenti ⁽¹⁾	436	608	203	-	1.247	-	1.247

(1) Valore al 31 dicembre 2013 al netto dei contributi incassati in Grecia a fronte di impianti la cui costruzione non è stata ancora avviata.

Variazione

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	114	130	31	-	275	(138)	137
Ricavi intersettoriali	14	-	-	(14)	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	128	130	31	(14)	275	(138)	137
Totale costi	(6)	131	1	(14)	112	(69)	43
Ammortamenti	31	14	24	-	69	(8)	61
Perdite di valore e ripristini	193	(16)	(4)	-	173	-	173
Utile operativo	(90)	1	10	-	(79)	(65)	(144)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(214)	(7)	(26)	-	(247)	-	(247)
Investimenti	(41)	318	105	-	382	-	382

Le seguenti tabelle rappresentano la riconciliazione tra le attività e passività per area di attività e quelle esposte nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Totale attività	18.798	16.800	1.998
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	(1.214)	(955)	(259)
Attività di natura fiscale	(407)	(376)	(31)
Altre attività	(1.192)	(1.447)	255
Attività operative ⁽¹⁾	15.985	14.022	1.963
Totale passività	9.869	8.537	1.332
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	(7.408)	(6.357)	(1.051)
Passività di natura fiscale	(785)	(733)	(52)
Altre passività	(42)	(47)	5
Passività operative ⁽²⁾	1.634	1.400	234

(1) Le attività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 25 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated (non presenti al 31 dicembre 2014).

(2) Le passività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 8 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated (non presenti al 31 dicembre 2014).

Al 31 dicembre 2014

Milioni di euro	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	7.812	2.975	2.542	-	13.329
Attività immateriali	978	181	219	-	1.378
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

Al 31 dicembre 2013 restated

Milioni di euro	Europa	America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.120	1.838	1.745	-	11.703
Attività immateriali	1.034	132	146	-	1.312
Crediti commerciali	366	68	39	(118)	355
Altre attività operative	419	148	92	(7)	652
Attività operative ⁽¹⁾	9.939	2.186	2.022	(125)	14.022
Debiti commerciali	468	295	74	(96)	741
Fondo rischi e oneri	114	2	14	-	130
Altre passività operative	368	93	90	(22)	529
Passività operative ⁽²⁾	950	390	178	(118)	1.400

(1) Le attività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 25 milioni di euro e si riferiscono all'area Europa.

(2) Le passività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 8 milioni di euro e si riferiscono all'area Europa.

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi e proventi

7. Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 2.148 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Energia	2.127	862	2.177	926	(50)
Altre vendite e prestazioni	21	5	35	7	(14)
Totale	2.148		2.212		(64)

I ricavi per "Energia" si riferiscono per 1.972 milioni di euro alla vendita di energia (2.050 milioni di euro nel 2013 restated) e per 155 milioni di euro ad altre forme di incentivi (pari a 127 milioni di euro nel 2013 restated). La riduzione dei ricavi per vendita di energia rispetto all'esercizio precedente, pari a 78 milioni di euro, è riferibile principalmente ai minor ricavi registrati in Europa (244 milioni di euro), in particolare in Italia a fronte di una flessione del prezzo medio di vendita. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dal buon andamento dell'America Latina (137 milioni di euro) e del Nord America (25 milioni di euro), in linea con l'aumento della produzione.

L'incremento dei ricavi da altre forme di incentivi, pari a 28 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, è principalmente riferibile al Nord America per ricavi da tax partnership (20 milioni di euro).

I ricavi per "Altre vendite e prestazioni" presentano un decremento di 14 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (35 milioni di euro), principalmente riconducibile a servizi prestati a società collegate in Nord America e in Italia (12 milioni di euro) e a rimborsi assicurativi in Guatemala (2 milioni di euro).

8. Altri ricavi e proventi - Euro 772 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Certificati verdi	428	353	402	296	26
Plusvalenze da cessione di attività materiali e immateriali	7		1		6
Altri proventi	337		85	3	252
Totale	772		488		284

La voce "Certificati verdi", pari a 428 milioni di euro (402 milioni di euro nel 2013 restated), accoglie i ricavi registrati in Italia pari a 355 milioni di euro su 3.674 GWh di energia prodotta (323 milioni di euro su 3.648 GWh nel 2013 restated) e in Romania pari a 73 milioni di euro su 1.268 GWh di energia prodotta (79 milioni di euro su 1.081 GWh di energia prodotta nel 2013 restated). I ricavi da certificati verdi in Romania mostrano una sostanziale invarianza, pur a fronte di un incremento della produzione, a seguito della diminuzione del prezzo di mercato.

Gli "Altri proventi" includono gli effetti dell'accordo transattivo siglato con lo Stato di El Salvador, che ha anche determinato la cessione della partecipazione in LaGeo (123 milioni di euro), della cessione della partecipazione in Enel Green Power France (31 milioni di euro) e dell'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off-take" della produzione della fabbrica 3SUN (95 milioni di euro).

Costi

9. Acquisti energia e altri combustibili - Euro 291 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Energia elettrica	284	39	140	8	144
Combustibili	7		38	20	(31)
Totale	291		178		113

I costi per acquisto di "Energia elettrica" registrano un incremento di 144 milioni di euro, principalmente riferibile a un aumento dei costi per l'energia acquistata in Brasile, a causa di ritardi nella realizzazione dell'interconnessione risolti nel quarto trimestre 2014 (102 milioni di euro), in Cile (12 milioni di euro), in Romania (12 milioni di euro) e in Panama (7 milioni di euro).

Si evidenzia che nel corso del primo trimestre 2014 è stato siglato un accordo con il Governo panamense volto a com-

pensare gli effetti negativi legati alla mancata produzione di energia, e conseguente acquisto, successiva al 1° marzo 2014. Tale accordo non copre il recupero del minor margine realizzato nell'esercizio 2013 e nei primi due mesi del 2014.

Il decremento dei costi per "Combustibili e gas", pari a 31 milioni di euro, è riferito principalmente al totale decommissioning degli impianti di cogenerazione delle società in Iberia (28 milioni di euro).

10. Servizi e altri materiali - Euro 489 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Manutenzioni e riparazioni	85		79		6
Materiali	62	51	54	39	8
Costi per godimento beni di terzi	95	6	97	8	(2)
Costi di trasmissione	48		53		(5)
Altri costi per servizi	199	82	197	103	2
Totale	489		480		9
Costi per materie prime capitalizzati	(16)		(17)		1
Costi per servizi capitalizzati	(38)		(21)		(17)

I costi per "Manutenzioni e riparazioni" presentano un incremento di 6 milioni di euro principalmente in Nord America (3 milioni di euro) e in Europa (2 milioni di euro), a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.

I "Costi di trasmissione" si riducono di 5 milioni di euro principalmente per effetto di un decremento in Panama (4 milioni di euro) a seguito delle minori tariffe governative.

I "Costi per materie prime e per servizi capitalizzati" presentano un incremento di 16 milioni di euro rispetto al 2013 restated, in linea con l'incremento degli investimenti operativi.

11. Costo del personale - Euro 256 milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Salari e stipendi	194	182	12
Oneri sociali	46	43	3
TFR e altri benefici ai dipendenti	5	8	(3)
Altri costi	11	9	2
Totale	256	242	14
Costi per personale capitalizzati	(77)	(56)	(21)

L'incremento del costo per "Salari e stipendi" riflette il maggior costo medio e la maggiore consistenza media dell'esercizio (+4,6%) per effetto della crescita fisiologica registrata prevalentemente in America Latina (in aumento di 124 unità rispetto al 2013 restated).

I "Costi per personale capitalizzati" presentano un incre-

mento di 21 milioni di euro rispetto al 2013 restated, in linea con l'incremento degli investimenti operativi.

Nel prospetto che segue sono evidenziate la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2014.

N. dipendenti	Consistenza media			Consistenza
	2014	2013	2014-2013	al 31.12.2014
Dirigenti	71	77	(6)	61
Quadri	657	534	123	672
Impiegati	1.664	1.618	46	1.747
Operai	1.145	1.153	(8)	1.129
Totale	3.537	3.382	155	3.609

12. Ammortamenti e perdite di valore - Euro 921 milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	610	539	71
Ammortamento attività immateriali	86	88	(2)
Impairment di avviamento	33	-	33
Perdite di valore	192	52	140
Totale	921	679	242

La voce "Ammortamento immobili, impianti e macchinari" si incrementa di 71 milioni di euro rispetto al 2013 restated principalmente per effetto della rilevazione degli ammortamenti sulla nuova capacità installata in Nord America (28 milioni di euro), in Cile (12 milioni di euro) e in Romania (10 milioni di euro).

Il decremento della voce "Ammortamento attività immateriali", pari a 2 milioni di euro, riflette principalmente i minori ammortamenti delle attività immateriali delle società nordamericane (4 milioni di euro).

La voce "Impairment di avviamento" si riferisce all'avviamento di Enel Green Power Hellas come descritto nella Nota 22.

La voce "Perdite di valore", pari a 192 milioni di euro, accoglie (per 148 milioni di euro) adeguamenti di valore di attività materiali (91 milioni di euro) e immateriali (57 milioni di euro) della cash generating unit (CGU) Enel Green Power Hellas a seguito dell'impairment test descritto nella Nota 22. Inoltre si è proceduto alla svalutazione di singole e specifiche attività che non si prevede contribuiranno alla determi-

nazione di flussi di cassa futuri, quali progetti idroelettrici situati in Nord America per 8 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2013 restated), progetti eolici in Iberia per 11 milioni di euro (19 milioni di euro nel 2013 restated) e crediti in Europa per 20 milioni di euro (non presenti nel 2013 restated). Sono state inoltre rilevate svalutazioni di attività in Italia per 5 milioni di euro (5 milioni di euro nel 2013 restated).

13. Altri costi operativi - Euro 149 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Imposte e tasse	64		77		(13)
Contributi	32		31		1
Altri oneri diversi di gestione	53		28	4	25
Totale	149		136		13

La voce "Altri costi operativi", pari a 149 milioni di euro, presenta un incremento di 13 milioni di euro rispetto al 2013 restated, principalmente riferibile agli accantonamenti per rischi e oneri diversi di gestione effettuati dalla Capogruppo

(16 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione della tassa sulla produzione da fonti rinnovabili in Iberia e in Grecia (17 milioni di euro), in linea con la riduzione dei ricavi da energia.

14. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro 76 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Proventi da variazione nel fair value	3		1		2
Proventi da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	79	79	26	25	53
Totale proventi	82		27		55
Oneri da variazione nel fair value	(4)		(3)		(1)
Oneri da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	(2)	(2)	(3)	(3)	1
Totale oneri	(6)		(6)		-
TOTALE	76		21		55

I "Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value" si riferiscono per 77 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio (23 milioni di euro di proventi netti nel 2013 restated) e per 1

milione di euro a oneri netti da valutazione (2 milioni di euro di oneri netti nel 2013 restated).

I contratti in Italia relativi alla commodity sono posti in essere prevalentemente con la correlata Enel Trade SpA.

15. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro (21) milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Proventi da derivati di cash flow hedge	1		-		1
Proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	6	6	6	6	-
Totale proventi finanziari da contratti derivati	7		6		1
Oneri da derivati di cash flow hedge	(21)	(18)	(22)	(15)	1
Oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(7)	(7)	(11)	(11)	4
Totale oneri finanziari da contratti derivati	(28)		(33)		5
TOTALE	(21)		(27)		6

I "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati" si riferiscono per 20 milioni di euro a oneri netti da derivati di cash flow hedge (22 milioni di euro di oneri netti nel 2013

restated) e per 1 milione di euro a oneri netti da derivati al fair value rilevato a Conto economico (5 milioni di euro di oneri netti nel 2013 restated).

16. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - Euro (236) milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Differenze positive di cambio	58	4	41	9	17
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	50	23	33	24	17
Totale proventi finanziari	108		74		34
Differenze negative di cambio	63	23	45	9	18
Interessi e altri oneri da passività finanziarie	281		262		19
- finanziamenti a lungo termine	284	146	240	135	44
- finanziamenti a breve termine	31	30	34	33	(3)
- altri oneri finanziari	25	2	24	5	1
- oneri finanziari capitalizzati	(59)	-	(36)		(23)
Totale oneri finanziari	344		307		37
TOTALE	(236)		(233)		(3)

Gli "Altri proventi/(oneri) finanziari netti", pari a 236 milioni di euro, si incrementano di 3 milioni di euro rispetto al 2013 restated; l'incremento degli oneri sui finanziamenti a lungo termine (44 milioni di euro), correlato all'aumento del debi-

to a lungo termine, è stato in parte compensato dall'incremento dei proventi da attività finanziarie, principalmente legati a finanziamenti erogati a società collegate in Iberia e Nord America, e dagli oneri finanziari capitalizzati.

17. Quota proventi/(oneri) netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (56) milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Proventi da partecipazioni in società collegate	63	83	(20)
Proventi da joint venture	1	3	(2)
Oneri da partecipazioni in società collegate	(104)	(17)	(87)
Oneri da joint venture	(16)	(48)	32
Totale	(56)	21	(77)

I "Proventi da partecipazioni in società collegate" si riferiscono alle quote di utili delle società collegate in Iberia per 33 milioni di euro (42 milioni di euro nel 2013 restated), di cui 17 milioni di euro relativi alla collegata ENEOP, e della collegata LaGeo per 28 milioni di euro (31 milioni di euro nel 2013 restated).

Gli "Oneri da partecipazioni in società collegate" accolgono la svalutazione delle società collegate in Grecia per 89 milioni di euro (non presenti nel 2013 restated) e le perdite in Nord America per 10 milioni di euro (14 milioni di euro nel 2013 restated).

Gli "Oneri da joint venture" accolgono principalmente le perdite di 3SUN per 14 milioni di euro (44 milioni di euro nel 2013 restated).

18. Imposte - *Euro 264 milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Imposte correnti	302	275	27
Imposte differite/(anticipate)	(37)	56	(93)
Rettifiche relative a esercizi precedenti	(1)	(7)	6
Totale	264	324	(60)

Le "Imposte", pari a 264 milioni di euro, evidenziano un decremento di 60 milioni di euro rispetto al 2013 restated, principalmente riferibile alla riduzione della c.d. "Robin Hood Tax" in Italia, che è passata dal 10,5% nel 2013 al 6,5% nel 2014 (23 milioni di euro), e all'effetto del rilascio di imposte differite a seguito della riforma fiscale in Spagna (48 milioni di euro), parzialmente compensato dall'adeguamento della fiscalità anticipata in Italia (20 milioni di euro)

effettuato per tener conto della sentenza n. 10/2015 della Corte Costituzionale che ha sancito l'illegittimità costituzionale della Robin Hood Tax a decorrere dal giorno successivo alla pubblicazione della stessa nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica.

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

Milioni di euro

	2014		2013 restated	
Risultato ante imposte	708		861	
Imposte teoriche	195	27,5%	237	27,5%
IRAP	37	5,2%	33	3,8%
Addizionale IRES (Robin Hood Tax)	38	5,4%	50	5,8%
Effetto incostituzionalità Robin Hood Tax	20	2,8%	-	-
Effetto riforma fiscale Iberia	(48)	-6,8%	-	-
Effetto aliquote locali	41	5,8%	1	0,1%
Differenze permanenti e partite minori	(19)	-2,8%	3	0,3%
Imposte effettive	264	37,3%	324	37,6%

Si segnala che la voce "Differenze permanenti e partite minori" accoglie gli effetti dell'accordo transattivo siglato con lo Stato di El Salvador per la cessione di LaGeo e della cessione della partecipazione in Enel Green Power France, in parte compensati dalla rilevazione della withholding tax da parte della Capogruppo.

La voce "Effetto aliquote locali" si riferisce principalmente alle svalutazioni dell'esercizio.

19. Utile per azione - Euro 0,07

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 con-

siderati per il calcolo dell'utile diluito per azione e pertanto quest'ultima grandezza coincide con l'utile base per azione.

	2014	2013 restated
Utile dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	359	528
Consistenza media delle azioni ordinarie	5.000.000.000	5.000.000.000
Utile base e diluito per azione (euro)	0,07	0,11
Utile base e diluito per azione delle continuing operations (euro)	0,07	0,10
Utile base e diluito per azione delle discontinued operations (euro)	-	0,01

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

20. Immobili, impianti e macchinari - Euro 13.329 milioni

Milioni di euro	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Beni in leasing	Altri beni	Attività materiali in corso e acconti	Totale
Costo storico	1.722	13.773	238	165	1.458	17.356
Fondo ammortamento	(466)	(5.016)	(32)	(108)	-	(5.622)
Impairment	(1)	(17)	-	(13)	-	(31)
Consistenza al 31.12.2013 restated	1.255	8.740	206	44	1.458	11.703
Investimenti	71	299	-	8	1.202	1.580
Passaggi in esercizio	124	997	-	26	(1.147)	-
Ammortamenti e perdite di valore	(66)	(616)	(12)	(12)	(20)	(726)
Oneri finanziari capitalizzati	-	7	-	-	52	59
Fondo smantellamento	-	7	-	-	-	7
Differenze di cambio	32	392	-	1	93	518
Variazione perimetro di consolidamento	9	(148)	43	4	290	198
Altri movimenti	57	(41)	(27)	12	(11)	(10)
Totale variazioni del 2014	227	897	4	39	459	1.626
Costo storico	2.027	15.296	248	205	1.917	19.693
Fondo ammortamento	(535)	(5.558)	(35)	(122)	-	(6.250)
Impairment	(10)	(101)	(3)	-	-	(114)
Consistenza al 31.12.2014	1.482	9.637	210	83	1.917	13.329

L'incremento della voce, pari a 1.626 milioni di euro, si riferisce principalmente all'effetto combinato degli investimenti dell'esercizio (pari a 1.580 milioni di euro, comprensivi di 30 milioni di euro relativi al progetto Osage), della variazione del perimetro (pari a 198 milioni di euro, al netto di 30 milioni di euro relativi alla cessione della quota di controllo della società americana Osage) e delle differenze positive di cambio (pari a 518 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a 610 milioni di euro) e perdite di valore (pari a 116 milioni di euro) descritti nella Nota 12.

Per quanto riguarda gli oneri finanziari capitalizzati (pari a 59 milioni di euro), si segnala che sono stati determinati in base a un tasso medio di capitalizzazione equivalente a quello di Gruppo (4,8%).

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2014 e del 2013 restated. Tali investimenti, complessivamente pari a 1.580 milioni di euro nel 2014, si sono incrementati rispetto al 2013 restated di 344 milioni di euro.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Impianti di produzione:			
- idroelettrici	191	106	85
- eolici	979	773	206
- geotermici	146	226	(80)
- solari	224	110	114
- biomassa	31	5	26
Totale impianti di produzione	1.571	1.220	351
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	9	16	(7)
TOTALE	1.580	1.236	344

Gli investimenti si riferiscono principalmente a impianti eolici in America Latina e in Nord America (pari a 912 milioni di euro), a impianti solari in Cile e Sudafrica (pari a 209 milioni di euro), a impianti geotermici in Italia (pari a 161 milioni di euro) e a impianti idroelettrici in Italia, Brasile e Costa Rica (pari a 180 milioni di euro).

La voce "Variazione del perimetro di consolidamento" è riferibile principalmente al consolidamento integrale della

società Buffalo Dunes Wind Project per 334 milioni di euro e delle società del gruppo Enel Green Power Solar Energy per 102 milioni di euro, effetti in parte compensati dalla cessione della controllata Enel Green Power France per 230 milioni di euro e dell'americana Osage per 30 milioni di euro.

Di seguito la tabella degli impianti e macchinari per tecnologia:

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	al 31.12.2012 restated
Impianti di produzione:				
- idroelettrici	2.476	2.545	(69)	2.458
- geotermici	1.609	1.214	395	1.214
- eolici	5.155	4.683	472	3.740
- fotovoltaici	338	288	50	200
- altri	59	10	49	51
Totale	9.637	8.740	897	7.663

La voce "Beni in leasing" include beni in leasing relativi a impianti eolici e solari che il Gruppo utilizza in Italia (con una durata di 18 anni) per un totale di 206 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Nella seguente tabella sono esposti i pagamenti minimi futuri dovuti per il leasing e il relativo valore attuale:

Milioni di euro

	al 31.12.2014	
	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
2015	16	9
2016-2019	96	75
Oltre 2019	86	76
Totale	198	160
- di cui oneri finanziari	38	

Milioni di euro

	al 31.12.2013 restated	
	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
2014	20	12
2015-2018	79	56
Oltre 2018	120	99
Totale	219	167
- di cui oneri finanziari	52	

21. Attività immateriali - Euro 1.378 milioni

Milioni di euro	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre immobilizzazioni immateriali in corso e contratti di vendita	Totale
Costo storico	591	1.092	1.683
Fondo ammortamento	(128)	(228)	(356)
Impairment	(12)	(3)	(15)
Consistenza al 31.12.2013 restated	451	861	1.312
Investimenti	17	32	49
Ammortamenti e perdite di valore	(45)	(98)	(143)
Differenze di cambio	6	34	40
Allocazione eccesso di costo/rimisurazione al fair value	-	118	118
Variazione perimetro di consolidamento	2	25	27
Altri movimenti	6	(31)	(25)
Totale variazioni del 2014	(14)	80	66
Costo storico	621	1.279	1.900
Fondo ammortamento	(167)	(282)	(449)
Impairment	(17)	(56)	(73)
Consistenza al 31.12.2014	437	941	1.378

L'incremento della voce "Attività immateriali", pari a 66 milioni di euro, si riferisce principalmente agli effetti della determinazione dei fair value delle attività acquisite e delle passività assunte di alcuni progetti in Nord America (62 milioni di euro), in Cile (21 milioni di euro), in Sudafrica (31 milioni di euro) e in Uruguay (4 milioni di euro), agli investimenti (pari a 49 milioni di euro) e alle differenze positive di cambio (pari a 40 milioni di euro), solo in parte compensati dagli ammortamenti (pari a 86 milioni di euro) e perdite di

valore (pari a 57 milioni di euro) descritti nella Nota 12. La voce "Variazione perimetro di consolidamento", pari a 27 milioni di euro, si riferisce principalmente all'acquisizione del controllo di Enel Green Power Solar Energy e di un progetto solare in Nord America, come descritto nella sezione "Principali variazioni dell'area di consolidamento".

Si segnala che non esistono immobilizzazioni immateriali a vita utile indefinita.

22. Avviamento - Euro 871 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated				al 31.12.2014					
	Costo storico	Impairment cumulado	Valore netto	Acquisizioni/Development/success fee	Effetto cambi	"Purchase Price Allocation"	Perdite di valore e altre variazioni	Costo storico	Impairment cumulado	Valore netto
America Latina	265	-	265	-	43	-	-	308	-	308
Enel Green Power España	404	(1)	403	1	-	-	-	405	(1)	404
Enel Green Power Hellas	103	(70)	33	-	-	-	(33)	103	(103)	-
Enel Green Power Romania	13	-	13	-	-	-	-	13	-	13
Enel Green Power Bulgaria	5	-	5	-	-	-	-	5	-	5
Enel Green Power France	29	-	29	-	-	-	(29)	-	-	-
Enel Green Power North America	117	(14)	103	7	8	-	-	132	(14)	118
Italia ⁽¹⁾	23	-	23	-	-	-	-	23	-	23
Enel Green Power South Africa	1	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-
Totale	960	(85)	875	8	51	(1)	(62)	989	(118)	871

(1) Accoglie le società Canaro e Iris 2006 fuse in Enel Green Power SpA ed Enel Green Power Finale Emilia. Le tre CGU sono state accorpate in un'unica CGU denominata "Italia" in ragione delle mutate modalità con cui il management gestisce e monitora tali risultati.

Il decremento della voce "Avviamento", pari a 4 milioni di euro, si riferisce principalmente alla cessione della control-

lata francese Enel Green Power France (pari a 29 milioni di euro) e all'impairment relativo a Enel Green Power Hellas

(pari a 33 milioni di euro), parzialmente compensato dall'effetto cambi positivo (pari a 51 milioni di euro).

I criteri adottati per l'identificazione delle cash generating unit (CGU) si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del management, essenzialmente sulla natura specifica del business di riferimento, sulle regole di funzionamento e le normative dei mercati in cui si opera e sull'organizzazione aziendale definita anche in funzione di motivazioni di carattere tecnico-gestionale, nonché sul livello di reportistica monitorata dal management.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli Discounted Cash Flow che prevede la stima dei futuri flussi di cassa e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima e desumibili:

- i. per il periodo esplicito, dal piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity;
- ii. per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stato stimato come rendita perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio per ogni CGU identificata, tranne che per la CGU Enel Green Power Hellas.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC e tassi di crescita di lungo periodo, le cui risultanze supportano integralmente tale valore. In particolare, sono state condotte mirate analisi di sensitività con riferimento ad alcune assunzioni chiave (tasso di sconto e tasso di crescita a lungo termine) dalle quali emerge quanto segue:

- > CGU Iberia: il tasso di sconto dovrebbe incrementarsi dello 0,34% ovvero il tasso di crescita a lungo termine dovrebbe diminuire dello 0,60%;
- > CGU Romania: il tasso di sconto dovrebbe incrementarsi dell'1,91% ovvero il tasso di crescita a lungo termine dovrebbe diminuire del 3,42%.

Di seguito vengono riportati la composizione del saldo degli avviamenti per società a cui la CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	31.12.2014					31.12.2013				
	AI	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾	AI	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾
America Latina	308	3,4%	8,5%	5 anni	22 anni	265	3,4%	8,5%	5 anni	23 anni
Enel Green Power España	404	2,0%	7,9%	5 anni	13 anni	403	2,0%	7,9%	5 anni	14 anni
Enel Green Power Hellas	33	-	18,7%	5 anni	21 anni	33	2,0%	13,6%	10 anni	18 anni
Enel Green Power Romania	13	2,1%	8,3%	5 anni	17 anni	13	2,4%	10,6%	10 anni	13 anni
Enel Green Power Bulgaria	5	2,5%	8,3%	5 anni	15 anni	5	3,0%	8,2%	10 anni	11 anni
Enel Green Power France	-	-	-	-	-	29	1,9%	7,6%	5 anni	19 anni
Enel Green Power North America	118	2,2%	7,5%	5 anni	20 anni	103	2,1%	7,7%	5 anni	19 anni
Italia	23	1,1%-2,0%	8,1%	5 anni	Perpetuità/14 anni ⁽⁴⁾	23	2,0%	8,8%-12,0%	10 anni	7-18 anni
Enel Green Power RSA	-	-	-	-	-	1	1,9%	9,8%	5 anni	23 anni

(1) Tasso di crescita del flusso di cassa al termine del periodo esplicito.

(2) WACC pre-tax calcolato con metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi pre-tax sia equivalente a quello calcolato con flussi post-tax scontati al WACC post-tax.

(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.

(4) Il valore del terminal value della CGU Italia è stato stimato attraverso una rendita perpetua per gli impianti idroelettrici e geotermici e attraverso una rendita annua a rendimento crescente di lunghezza pari a 14 anni per le altre tecnologie (eolico, solare, biomassa).

Il perdurare dei segnali di rallentamento della crescita economica e i provvedimenti presi dal Governo greco in merito alla revisione dello scenario di incentivi alle energie rinnovabili hanno portato Enel Green Power a rivedere il proprio piano di crescita. Il valore d'uso delle attività associate alla CGU Enel Green Power Hellas risente della contrazione prevista nella stima dei flussi reddituali futuri in seguito alla revisione degli schemi incentivanti e alla conseguente riduzione delle attività di sviluppo di nuovi impianti nella country.

Di conseguenza, in sede di impairment test sull'avviamento al 31 dicembre 2014 è stata rilevata una perdita di valore relativa alla CGU Enel Green Power Hellas (i cui flussi

e valori contabili sono riferiti sia a progetti operativi sia a progetti in fase di sviluppo, tra cui l'iniziativa denominata Elica II, iscritta tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto) e il management ha proceduto in prima istanza ad azzerare l'avviamento per un ammontare pari a 33 milioni di euro, quindi a svalutare le altre attività della CGU in proporzione al valore contabile di ciascuna attività a essa riferibile.

In particolare, tali svalutazioni sono state riflesse sulle immobilizzazioni materiali (91 milioni di euro), immateriali (57 milioni di euro) e nella voce delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (89 milioni di euro), rilevando il relativo effetto fiscale pari a 39 milioni euro.

23. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 326 milioni ed euro 705 milioni

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore.

Milioni di euro

	al 31.12.2013 restated	Incr./(Decr.) con imputaz. a Conto economico	di cui effetto incostituzio- nalità Robin Hood Tax	di cui effetto riforma fiscale Iberia	Effetto cambi	Altri mov.	al 31.12.2014
Attività per imposte anticipate:							
- differenze di valore su immobilizzazioni e attività finanziarie	149	(8)	(19)	(2)	1	(10)	132
- valutazione strumenti finanziari	11	-	-	-	-	14	25
- accantonamenti per rischi e oneri da deducibilità differita	13	1	(3)	-	-	(1)	13
- perdite fiscalmente riportabili e tax credit (Nord America)	90	(6)	-	-	8	3	95
- altre partite	50	(2)	-	-	3	10	61
Totale attività per imposte anticipate:	313	(15)	(22)	(2)	12	16	326
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	175	(108)	(2)	(47)	28	(26)	69
- allocazione eccessi di costo a elementi dell'attivo	425	-	-	-	-	40	465
- valutazione strumenti finanziari	3	(1)	-	-	-	4	6
- altre partite	86	57	-	(3)	11	11	165
Totale passività per imposte differite	689	(52)	(2)	(50)	39	29	705

Le "Attività per imposte anticipate" al 31 dicembre 2014 sono pari a 326 milioni di euro, in incremento di 13 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 32 milioni di euro (53 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene certa la loro recuperabilità. Non risultano ulteriori differenze temporanee deducibili a fronte delle quali non sono state rilevate imposte differite attive.

Le "Passività per imposte differite" al 31 dicembre 2014 sono pari a 705 milioni di euro, in incremento di 16 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated.

Si evidenzia che il saldo netto accoglie l'effetto della riforma fiscale in Iberia e della c.d. "Robin Hood Tax" in Italia. In particolare, si segnala che l'effetto relativo all'incostituzionalità della Robin Hood Tax sulle riserve di patrimonio netto è negativo per 7 milioni di euro.

Inoltre, si evidenzia che l'effetto fiscale relativo alle svalutazioni apportate a seguito dell'impairment test sulla CGU Enel Green Power Hellas è rispettivamente pari a 24 milioni

di euro sulle attività per imposte anticipate e negativo per 15 milioni di euro sulle passività per imposte differite.

24. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 323 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated					al 31.12.2014		
	Valore	%	Acquisizioni/ (Dismissioni)	Impatto a Conto economico	Dividendi	Altre variazioni	Valore	%
Partecipazioni in società collegate	508		16	(41)	(44)	(202)	238	
Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	15	50,0%	-	14	(10)	(1)	18	50,0%
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	55	40,0%	-	17	-	(5)	67	40,0%
Altre collegate Enel Green Power España ⁽¹⁾	103		-	1	(4)	(24)	76	
Buffalo Dunes Wind Project	69	49,0%	5	3	-	(77)	-	
Altre Nord America ⁽¹⁾	10		7	(13)	-	6	10	
Collegate Enel Green Power Hellas ⁽¹⁾	135	30,0%	4	(89)	-	-	50	30,0%
LaGeo SA de Cv	98	36,2%	-	28	(30)	(96)	-	
Terrae	15	15,0%	-	-	-	-	15	15,0%
Altre minori	8		-	(2)	-	(5)	2	
Partecipazioni in joint venture	62		6	(15)	-	33	85	
Joint venture Enel Green Power España ⁽¹⁾	24		-	1	-	(4)	21	
Osage Wind	-		-	-	-	42	42	50,0%
Gruppo Enel Green Power Solar Energy ⁽¹⁾	6	50,0%	-	(1)	-	(5)	-	
3SUN	9	33,3%	6	(14)	-	-	1	33,3%
PowerCrop	23	50,0%	-	(1)	-	-	21	50,0%
TOTALE	570		22	(56)	(44)	(169)	323	

(1) Per il dettaglio si rinvia all'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014".

Le "Acquisizioni/(Dismissioni)" includono gli aumenti di capitale effettuati in Nord America nelle società Geronimo Wind Power (7 milioni di euro) e Buffalo Dunes LLC (5 milioni di euro), quest'ultima precedentemente all'acquisizione del controllo, e nella joint venture 3SUN (6 milioni di euro).

Le "Altre variazioni" dell'esercizio accolgono principalmente gli effetti dalla cessione della partecipazione in LaGeo (100 milioni di euro) e in Tirme (21 milioni di euro), del consolidamento integrale di Buffalo Dunes (pari a 77 milioni di euro),

solo in parte compensati dall'acquisizione della partecipazione nel progetto Osage (42 milioni di euro).

La parte residua accoglie principalmente le svalutazioni della CGU Enel Green Power Hellas, già descritte nella Nota 22, per un ammontare pari a 89 milioni di euro.

Per le principali partecipazioni in imprese collegate vengono inoltre forniti di seguito i dati economici e patrimoniali.

Milioni di euro	al 31.12.2014				
	Attivo non corrente	Attivo corrente	Passività non correnti	Passività correnti	Patrimonio netto
Partecipazioni in società collegate					
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	1.358	387	1.399	179	167
Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	262	44	220	50	36
Partecipazioni in joint venture					
Osage	128	30	-	74	84
PowerCrop	57	20	-	35	42

Milioni di euro	Ricavi	Utile prima delle imposte	Risultato delle continuing operation	Conto economico complessivo	Totale Conto economico complessivo
al 31.12.2014					
Partecipazioni in società collegate					
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	213	52	43	17	43
Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	80	37	28	14	28
Partecipazioni in joint venture					
Osage	-	-	-	-	-
PowerCrop	3	(2)	(2)	(1)	(2)

Milioni di euro	al 31.12.2013				
	Attivo non corrente	Attivo corrente	Passività non correnti	Passività correnti	Patrimonio netto
Partecipazioni in società collegate					
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	1.266	278	1.248	159	137
Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	274	53	234	63	30
Partecipazioni in joint venture					
Osage	-	-	-	-	-
PowerCrop	55	8	1	16	46

Milioni di euro	Ricavi	Utile prima delle imposte	Risultato delle continuing operation	Conto economico complessivo	Totale Conto economico complessivo
al 31.12.2013					
Partecipazioni in società collegate					
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	195	25	40	16	40
Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	89	45	32	16	32
Partecipazioni in joint venture					
Osage	-	-	-	-	-
PowerCrop	4	(3)	(2)	(1)	(2)

Con riferimento alla partecipazione nel consorzio portoghese ENEOP, si segnala che il Gruppo ha già siglato un accordo attraverso il quale consoliderà circa 500 MW nel 2015.

25. Derivati

Milioni di euro	Non corrente				Corrente			
	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate
Derivati attivi	7	2	13	7	18	15	3	1
Derivati passivi	96	71	34	14	7	7	4	4

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla Nota 45 "Strumenti finanziari" e 47 "Derivati e hedge accounting".

26. Altre attività finanziarie non correnti - Euro 428 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Altre attività finanziarie non correnti incluse nel circolante					
Acconti acquisto partecipazioni	3	1	23	7	(20)
Subtotale	3		23		(20)
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento					
Crediti finanziari a lungo termine	425	417	334	325	91
Subtotale	425		334		91
TOTALE	428		357		71

Le "Altre attività finanziarie non correnti incluse nel circolante", pari a 3 milioni di euro, registrano un decremento pari a 20 milioni di euro riconducibile al recupero degli anticipi per acquisto di partecipazioni a seguito della finalizzazione dell'acquisizione dei progetti in America Latina.

I "Crediti finanziari a lungo termine", pari a 425 milioni di euro, registrano un aumento di 91 milioni di euro, principalmente riconducibile ai nuovi finanziamenti erogati alle società collegate portoghesi (88 milioni di euro).

27. Altre attività non correnti - Euro 158 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Crediti tributari	96		80		16
Contributi da incassare	46		25		21
Altri crediti diversi	16	3	21	3	(5)
Totale	158		126		32

La voce "Altre attività non correnti", pari a 158 milioni di euro, registra un incremento di 32 milioni di euro principalmente per effetto dei certificati verdi maturati e non anco-

ra accreditati in Romania (21 milioni di euro) e dei crediti IVA maturati su impianti in costruzione in Cile (13 milioni di euro).

Attività correnti

28. Rimanenze - Euro 184 milioni

Le "Rimanenze", pari a 184 milioni di euro, registrano un incremento di 95 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated (pari a 89 milioni di euro) a seguito dell'acquisto di

turbine da destinare a progetti in Nord America (49 milioni di euro) e di pannelli fotovoltaici da installare (46 milioni di euro).

29. Crediti commerciali - Euro 440 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Vendita e trasporto energia elettrica	383	185	324	190	59
Altri crediti	57		31	-	26
Totale	440		355		85

I "Crediti commerciali", pari a 440 milioni di euro, registrano un incremento di 85 milioni di euro per effetto principalmente di maggiori crediti per vendita energia in Iberia (33 milioni di euro), in Panama (18 milioni di euro) e in Brasile (17 milioni di euro).

Gli "Altri crediti", pari a 57 milioni di euro, si incrementano

di 26 milioni di euro principalmente riconducibili alla Capogruppo a fronte dei crediti per sottensione acque.

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla Nota 45 "Strumenti finanziari" e alla Nota 46.3 "Rischio di credito".

30. Crediti tributari - Euro 81 milioni

I "Crediti tributari", pari a 81 milioni di euro, si incrementano di 18 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated (pari a 63 milioni di euro). La voce accoglie principalmente

i crediti per imposte delle controllate cilene (24 milioni di euro), messicane (19 milioni di euro) e spagnole (16 milioni di euro).

31. Altre attività finanziarie correnti - Euro 426 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Altre attività finanziarie correnti incluse nel circolante					
Ratei e risconti passivi finanziari	1	1	1	1	-
Subtotale	1		1		-
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento					
Titoli	140		13		127
Crediti finanziari a breve termine	9	9	7	7	2
Quote correnti dei crediti finanziari a lungo termine	20		-		20
Altri crediti finanziari a breve termine	256	211	224	197	32
Subtotale	425		244		181
TOTALE	426		245		181

La voce "Titoli", pari a 140 milioni di euro, evidenzia un incremento di 127 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 restated correlato alla variazione degli investimenti temporanei in titoli a breve termine, rappresentata prevalentemente da certificati di deposito in Brasile.

La voce "Altri crediti finanziari a breve termine" evidenzia un incremento di 32 milioni di euro derivante principalmen-

te dall'incremento del credito della finanziaria del Gruppo (Enel Green Power International BV) nei confronti della finanziaria del Gruppo Enel (55 milioni di euro), parzialmente compensato dai minori crediti della Capogruppo nei confronti della controllata Enel Green Power Solar Energy (21 milioni di euro), joint venture precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, consolidata nel corso dell'esercizio con il metodo integrale.

32. Altre attività correnti - Euro 494 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Crediti tributari	136		141		(5)
Contributi non monetari da ricevere	107	102	95	88	12
Anticipi a fornitori	50		84		(34)
Risconti attivi operativi correnti	52		48	1	4
Altri crediti diversi	149	27	44	10	105
Totale	494		412		82

La riduzione dei "Crediti tributari" si riferisce principalmente a minori crediti per IVA della Romania (18 milioni di euro) e dell'Iberia (11 milioni di euro), parzialmente compensati dai maggiori crediti in Messico (14 milioni di euro).

L'incremento della voce "Contributi non monetari da ricevere" si riferisce essenzialmente ai certificati verdi delle società in Italia (7 milioni di euro) e in Romania (4 milioni di euro),

maturati in attesa di effettivo riconoscimento dalle autorità regolamentari competenti.

La voce "Anticipi a fornitori" accoglie principalmente gli anticipi per l'acquisto di turbine da destinare a progetti in Nord America. La riduzione registrata rispetto al 2013 restated è sostanzialmente legata al recupero delle somme versate nel 2013 (60 milioni di euro), parzialmente compensata dai nuovi ulteriori anticipi versati nell'esercizio (31 milioni di euro).

33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 335 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Depositi bancari e postali liberi	177	166	11
Depositi bancari e postali vincolati	158	161	(3)
Totale	335	327	8

I "Depositi bancari e postali vincolati" sono essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese che, per la particolare tipologia, prevedono l'accanto-

namento di fondi a garanzia del servizio del debito (come project financing o tax partnership).

34. Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued operations

34.1 Attività classificate come possedute per la vendita e passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita

La voce al 31 dicembre 2013 restated accoglieva principalmente le attività nette relative agli impianti di cogenerazione portoghesi della controllata Enel Green Power España (13 milioni di euro, di cui 10 milioni di euro relativi a "Dispo-

nibilità liquide e mezzi equivalenti") e all'impianto eolico della controllata francese WP France 3 (12 milioni di euro). Tali impianti sono stati ceduti nel mese di gennaio 2014.

34.2 Risultato delle discontinued operations - Euro (4) milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ricavi totali, incluso effetto gestione contratti su commodity valutati al fair value	-	70	(70)
Totale costi	-	69	(69)
MARGINE OPERATIVO LORDO	-	1	(1)
Ammortamenti e perdite di valore	-	8	(8)
Utile operativo	-	(7)	7
Risultato dell'esercizio al netto delle plusvalenze	-	(7)	7
Plusvalenze da cessione attività	(4)	68	(72)
Risultato delle discontinued operations	(4)	61	(65)

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

Passivo

Patrimonio netto e passività

35. Totale patrimonio netto - Euro 8.929 milioni

35.1 Patrimonio netto del Gruppo - Euro 7.835 milioni

Capitale sociale - Euro 1.000 milioni

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 31 dicembre 2014, 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 2,04% del capitale sociale).

Altre riserve - Euro 6.476 milioni

Di seguito la composizione delle principali voci.

Riserva legale - Euro 200 milioni

La riserva legale è pari al 20% del capitale sociale e ha quindi raggiunto i limiti previsti dall'art. 2430 del codice civile.

Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH - Euro (42) milioni

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 - Euro (18) milioni

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

Riserva di traduzione - Euro 167 milioni

In tale voce sono inclusi gli effetti di conversione dei bilanci delle controllate con valuta locale differente da quella funzionale. Al 31 dicembre 2014 la riserva è positiva per 167 milioni di euro, in aumento di 379 milioni di euro, per gli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserva per benefici ai dipendenti - Euro (8) milioni

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

Altre riserve diverse (eccetto riserva legale) - Euro 6.377 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, tra l'altro, la riserva

di rivalutazione (pari a 138 milioni di euro) che rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla legge 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 rilevati direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi, con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated						Variazioni			al 31.12.2014		
	Totale	di cui Gruppo	di cui interessenze di terzi	Utili/ (Perdite) rilevate a di cui patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Imposte	Totale	di cui Gruppo	di cui interessenze di terzi	Totale	di cui Gruppo	di cui interessenze di terzi
Riserva da valutazione strumenti finanziari CFH	(3)	(6)	3	(71)	21	9	(41)	(36)	(5)	(44)	(42)	(2)
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	(12)	-	(6)	-	-	(6)	(6)	-	(18)	(18)	-
Riserva di traduzione	(222)	(212)	(10)	421	-	-	421	379	42	199	167	32
Utile/(perdita) da rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	(5)	(5)	-	(3)	-	-	(3)	(3)	-	(8)	(8)	-
Utile/(perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto	(242)	(235)	(7)	341	21	9	371	334	37	129	99	30

35.2 Interessenze di minoranza - Euro 1.094 milioni

Le interessenze di minoranza registrano un aumento di 121 milioni di euro principalmente riconducibile all'utile d'esercizio attribuibile a terzi (81 milioni di euro), alle differenze cambio rilevate nella specifica riserva di traduzione (42 milioni di euro) e alla variazione del perimetro relativa al progetto Buffalo Dunes in Nord America (40 milioni di euro), ef-

fetti in parte compensati dall'erogazione di dividendi a terzi (26 milioni di euro) da parte di talune società controllate.

Di seguito la tabella delle interessenze di minoranza divise per area di attività.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Europa	726	690	36
America Latina	260	221	39
Nord America	108	62	46
Interessenze di minoranza	1.094	973	121

35.3 Dividendi - Euro 160 milioni

La Capogruppo nell'esercizio 2014 ha distribuito i dividendi dell'esercizio 2013 per 160 milioni di euro (0,032 euro per azione).

Il dividendo dell'esercizio 2014, pari a 0,032 euro per azione, per un ammontare complessivo di 160 milioni di euro, verrà proposto all'Assemblea degli azionisti dell'8 maggio 2015.

35.4 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla Società nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, la Società persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento.

In tale contesto, la Società gestisce la propria struttura di capitale ed effettua degli aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso dell'esercizio 2014.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2014 e 2013 restated è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Posizione finanziaria non corrente	(6.035)	(5.196)	(839)
Posizione finanziaria corrente netta	(428)	(462)	34
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	425	334	91
Indebitamento finanziario netto	(6.038)	(5.324)	(714)
Patrimonio netto del Gruppo	7.835	7.290	545
Interessenze di terzi	1.094	973	121
Patrimonio netto	8.929	8.263	666
Indice debt/equity	0,7	0,6	0,1

Passività non correnti

36. Finanziamenti - Euro 7.223 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Finanziamenti a lungo termine (inclusa quota corrente)	6.358	2.455	5.408	2.482	950
Finanziamenti a breve termine	865	832	821	797	44

Per maggiori dettagli sulla natura e la valutazione dei finanziamenti si rimanda alla Nota 45 "Strumenti finanziari".

37. TFR e altri benefici ai dipendenti - Euro 43 milioni

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, indennità per mensilità aggiuntive e in-

dennità sostitutiva del preavviso, premi di fedeltà, assistenza sanitaria e sconto energia (modificato dai recenti accordi contrattuali per i dipendenti in servizio).

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
TFR e altri benefici relativi al personale	21	26	(5)
Sconto energia	5	5	-
Mensilità aggiuntive e indennità sostitutiva del preavviso	5	4	1
Premio fedeltà	3	3	-
Assistenza sanitaria Asem	3	3	-
Altri benefici ai dipendenti	6	6	-
Totale	43	47	(4)

La voce "TFR e altri benefici ai dipendenti" risulta sostanzialmente in linea rispetto al 31 dicembre 2013 restated, in quanto nel corso dell'esercizio non si sono verificate variazioni significative delle ipotesi attuariali già utilizzate ai fini del bilancio 2013, e conseguentemente nel prospetto

dell'utile complessivo dell'esercizio non sono stati rilevati utili e perdite attuariali rilevanti.

Nel seguito si evidenzia la variazione nei due esercizi delle passività attuariali.

Milioni di euro

	2014				2013			
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE								
Passività attuariale al 1° gennaio	33	5	9	47	76	4	8	88
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	-	-	1	1	2	-	-	2
Interessi passivi	1	-	-	1	2	-	-	2
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	1	-	1	2	-	1	-	1
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(1)	-	(1)	(2)	-	-	-	-
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	(42)	-	-	(42)
Pagamenti per estinzioni	(6)	-	-	(6)	(3)	-	-	(3)
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	1	1
Passività attuariale al 31 dicembre (passività in bilancio)	28	5	10	43	33	5	9	47

Nelle seguenti tabelle è evidenziato l'impatto a Conto economico nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 dei benefici ai dipendenti.

Milioni di euro

	2014	2013
PERDITE/(UTILI) RILEVATE A CONTO ECONOMICO		
Costo previdenziale	1	(42)
Interessi passivi netti	1	2
Totale	2	(40)

Milioni di euro

	2014	2013
PERDITE/(UTILI) DA RIMISURAZIONE RILEVATE NELLE OCI		
Perdite/(Utili) attuariali sui piani a benefici definiti	-	1
Altre variazioni	-	1
Totale	-	2

Di seguito la tabella della sensitivity per tipologia di piani.

	Benefici pensionistici	Sconto energia	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Altri benefici
	2014			2013		
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	31	5	7	31	6	6
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	28	4	6	28	5	5
Incremento 0,5% tasso di inflazione	30	5	7	30	5	6
Incremento 0,5% delle retribuzioni	21	-	3	30	5	6
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	4	30	5	6
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	-	5	1	30	5	1

38. Fondi rischi e oneri - Euro 150 milioni (di cui quota a breve euro 20 milioni)

La composizione principale della voce "Fondi rischi e oneri" è riportata di seguito.

Milioni di euro		Acc.	Utilizzi/Rilasci	Altri mov./ Effetto cambi		di cui quota corrente
	al 31.12.2013 restated				al 31.12.2014	
Contenzioso legale	14	6	(2)	(2)	16	-
Oneri su impianti di produzione	66	16	(10)	7	79	1
Imposte	4	2	(2)	1	5	2
Altro	10	13	-	4	27	1
Totale	94	37	(14)	10	127	4
Fondo oneri per incentivi all'esodo	36	2	(16)	1	23	16
TOTALE FONDO RISCHI E ONERI	130	39	(30)	11	150	20

Per maggiori dettagli si rinvia alla Nota 36 del bilancio della Capogruppo.

39. Altre passività non correnti - Euro 192 milioni

Milioni di euro		al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Debiti per canoni e contributi di urbanizzazione		51	59	(8)
Debiti per acquisto attività e business		13	12	1
Altri debiti diversi		128	110	18
Totale		192	181	11

Per maggiori dettagli sulla voce "Debiti per canoni e contributi di urbanizzazione" si rinvia alla Nota 37 del bilancio della Capogruppo.

I "Debiti per acquisto attività e business" si riferiscono alla rilevazione del diritto di opzione (put e call incrociate) per l'acquisto della quota azionaria di Renovables de Guatemala detenuta dalla Simest (6,16%), per un importo pari a 13 milioni di euro (pari a 12 milioni di euro al 31 dicembre 2013

restated). La Capogruppo si è impegnata, infatti, ad acquistare dalla Simest e dal suo fondo correlato l'intera quota di partecipazione azionaria di Renovables de Guatemala di proprietà di quest'ultima a far data dal 30 giugno 2015 e fino al 30 giugno 2017.

Con riferimento al livello di gerarchia del fair value delle opzioni sopra citate, il derivato associato è classificato come livello 3; il valore nozionale è corrispondente al rispettivo fair value, calcolato con il modello binomiale per la valuta-

zione delle opzioni. Nel corso dell'esercizio le variazioni dei fair value non hanno prodotto effetti significativi a Conto economico.

L'incremento della voce "Altri debiti diversi", pari a 18 milioni di euro, si riferisce principalmente al debito per l'acquisizione del progetto cileno Talinay Poniente (13 milioni di euro).

Passività correnti

40. Debiti commerciali - Euro 888 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Debiti commerciali	888	129	741	168	147
Totale	888		741		147

La voce "Debiti commerciali", pari a 888 milioni di euro, presenta un incremento di 147 milioni di euro, riferito principalmente a debiti delle società nordamericane (116 milioni di

euro) e cilene (74 milioni di euro) per gli investimenti operativi effettuati a fine esercizio.

41. Debiti per imposte sul reddito - Euro 80 milioni

La voce "Debiti per imposte sul reddito", pari a 80 milioni di euro, registra un incremento di 39 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated (pari a 41 milioni di euro), riferi-

to principalmente ai maggiori debiti della Capogruppo nei confronti della controllante Enel SpA nell'ambito del Consolidato Fiscale.

42. Altre passività finanziarie correnti - Euro 82 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Altri debiti finanziari correnti	27	14	18	16	9
Ratei e risconti passivi finanziari correnti	55	43	71	56	(16)
Totale	82		89		(7)

La voce "Ratei e risconti passivi finanziari correnti" registra una riduzione di 16 milioni di euro riferibile principalmente al pagamento degli interessi passivi maturati nel 2014 sul

conto corrente in essere tra la finanziaria del Gruppo Enel Green Power e la finanziaria del Gruppo Enel (12 milioni di euro).

43. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - Euro 6.038 milioni

La seguente tabella mostra la posizione finanziaria netta e i crediti finanziari e titoli a lungo termine.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Finanziamenti a lungo termine	(6.035)	(2.455)	(5.196)	(2.480)	(839)
Finanziamenti a breve termine	(865)	(832)	(821)	(797)	(44)
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	(323)	-	(212)	(2)	(111)
Attività finanziarie non correnti incluse nella posizione finanziaria netta	425	417	334	325	91
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta	425	220	244	204	181
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	335		327		8
Totale	(6.038)		(5.324)		(714)

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio

2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel Green Power.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Depositi bancari e postali	335		327		8
Titoli	140		13		127
Liquidità	475		340		135
Altri crediti finanziari a breve termine	285	220	231	204	54
Debiti verso banche a breve termine	(13)		(23)		10
Quota corrente di debiti verso banche	(193)		(126)		(67)
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori e parti correlate	(130)		(86)	2	(44)
Altri debiti finanziari a breve termine	(852)	832	(798)	797	(54)
Indebitamento finanziario corrente	(1.188)		(1.033)		(155)
Indebitamento finanziario corrente netto	(428)		(462)		34
Debiti verso banche	(2.711)		(2.113)		(598)
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	(3.324)	(2.455)	(3.083)	(2.480)	(241)
Indebitamento finanziario non corrente	(6.035)		(5.196)		(839)
Indebitamento finanziario netto come da Comunicazione CONSOB	(6.463)		(5.658)		(805)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	425	417	334	325	91
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(6.038)		(5.324)		(714)

Per maggiori dettagli si rinvia alla Nota 45 "Strumenti finanziari".

44. Altre passività correnti - Euro 403 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione	31		34		(3)
Debiti verso personale e verso istituti previdenziali	51		26		25
Debiti per acquisto attività e business	90		49		41
Acconti e ratei passivi	79		78		1
Debiti tributari diversi	34		33		1
Altri debiti diversi	118	11	120	51	(2)
Totale	403		340		63

Per maggiori dettagli relativi alle voci "Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione" e "Debiti verso personale e verso istituti previdenziali" si rinvia alla Nota 42 del Bilancio della Capogruppo.

La voce "Debiti per acquisto attività e business" si riferisce principalmente:

- > all'iscrizione del debito per componenti eventuali del costo di acquisizione (contingent consideration) dei business localizzati in Nord America, descritti nella Nota 5, determinati al loro fair value in 79 milioni (37 milioni euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > alla rilevazione del diritto di opzione (put e call incrociate) per l'acquisto della quota azionaria nella partecipata

Maicor Wind pari a 11 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Con riferimento al livello di gerarchia del fair value delle passività sopra citate, esse sono classificate come livello 3.

Il valore nozionale relativo alle opzioni di Maicor Wind è corrispondente al rispettivo fair value, calcolato con il metodo Discounted Cash Flow, mentre le contingent consideration relative ai progetti in Nord America sono state quantificate considerando il valore unitario a MW previsto dai contratti d'acquisto per la development fee, tenuto conto delle probabilità associate alla realizzazione della singola iniziativa.

Nel corso dell'esercizio le variazioni dei fair value non hanno prodotto effetti significativi a Conto economico.

45. Strumenti finanziari

L'obiettivo della presente nota è quello di fornire le disclosure che consentano di valutare la significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della Società.

45.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo

separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Finanziamenti e crediti	424	333	1.041	913
Attività finanziarie disponibili per la vendita	3	23	140	13
Derivati di cash flow hedge	7	13	18	3
Totale strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura	7	13	18	3
TOTALE	434	369	1.199	929

45.1.1 Finanziamenti e crediti

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	-	335	327
Crediti commerciali	-	-	440	355
Crediti finanziari diversi	424	333	266	231
Totale	424	333	1.041	913

I crediti commerciali verso i clienti sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a 16 milioni di euro alla fine dell'anno 2014 a fronte di un saldo di apertura di 6 milioni di euro.

La tabella seguente indica le perdite di valore sui crediti commerciali.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Importo lordo	456	361
Fondo svalutazione crediti	(16)	(6)
Valore netto	440	355

Si precisa che nella Nota 46 "Risk management" sono fornite > i trasferimenti di attività finanziarie verificatisi durante le seguenti informazioni: l'esercizio.

> l'ageing dei crediti scaduti, ma non svalutati;

45.1.2 Attività finanziarie disponibili per la vendita

La tabella seguente espone le attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Acconto acquisto partecipazioni	3	23	-	-
Titoli correnti disponibili per la vendita	-	-	140	13
Totale	3	23	140	13

45.1.3 Derivati attivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value		2014-2013	Valore nozionale		Fair value		2014-2013
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013		al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	
Derivati designati come strumenti di copertura:										
- sul rischio di tasso di interesse	-	430	-	7	(7)	-	-	-	-	-
- sul rischio di prezzo su commodity	112	24	7	6	1	326	24	18	3	15
Totale	112	454	7	13	(6)	326	24	18	3	15
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	47	13	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	47	13	-	-	-
TOTALE DERIVATI ATTIVI	112	454	7	13	(6)	373	37	18	3	15

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

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla Nota 47 "Derivati e hedge accounting".

45.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti,

esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	6.035	5.196	2.076	1.774
Derivati passivi al FVTPL	-	-	6	2
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico	-	-	6	2
Derivati di cash flow hedge	96	34	1	2
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura	96	34	1	2
TOTALE	6.131	5.230	2.083	1.778

45.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Finanziamenti a lungo termine (inclusa quota corrente)	6.035	5.196	323	212
- di cui leasing finanziario	151	155	9	12
Finanziamenti a breve termine	-	-	865	821
Debiti commerciali	-	-	888	741
Totale	6.035	5.196	2.076	1.774

Per maggiori informazioni sul leasing finanziario, si prega di far riferimento alla Nota 20 "Immobili, impianti e macchinari".

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 6.358 milioni

La tabella seguente indica il valore nominale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2014, in milioni di euro e altre valute, inclusa la

quota in scadenza nei 12 mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	al 31.12.2013 restated				
						Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value
al 31.12.2014						al 31.12.2013 restated				
- tasso fisso	604	604	18	586	323	580	581	6	575	591
- tasso variabile	2.321	2.300	175	2.125	1.698	1.665	1.658	120	1.538	1.694
Totale debiti verso banche	2.925	2.904	193	2.711	2.021	2.245	2.239	126	2.113	2.285
- tasso fisso	823	823	120	703	1.006	513	512	58	454	589
- tasso variabile	176	176	10	166	10	176	175	26	149	184
Totale debiti verso altri finanziatori	999	999	130	869	1.016	689	687	84	603	773
- tasso fisso	2.455	2.455	-	2.455	3.296	2.482	2.482	2	2.480	2.823
Totale finanziamenti da società correlate	2.455	2.455	-	2.455	3.296	2.482	2.482	2	2.480	2.823
TOTALE FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE	6.379	6.358	323	6.035	6.333	5.416	5.408	212	5.196	5.881

La voce "Debiti verso banche", pari a 2.904 milioni di euro (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi pari a 193 milioni di euro), si riferisce principalmente a:

- > finanziamenti erogati dalla BEI alla Capogruppo, pari a 655 milioni di euro (682 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), riconosciuti a fronte di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia (di cui 300 milioni di euro a tasso fisso);
- > finanziamento a tasso variabile erogato dalla BEI a Enel Green Power International BV, pari a 200 milioni di euro, per finanziare progetti rinnovabili in Romania (50 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > finanziamenti bancari a tasso variabile, stanziati tramite la formula del project financing, pari a 242 milioni di euro (273 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), stipulati dalle controllate Enel Green Power España e Finerge con 10 istituti bancari spagnoli, tra i quali i finanziamenti verso la Caixa per 65 milioni di euro, Sabadell per 16 milioni di euro, Banesto per 13 milioni di euro, Caja Astur per 14 milioni di euro, BBVA per 43 milioni di euro, ING per 29 milioni di euro, Bankia per 25 milioni di euro e Montepio per 17 milioni di euro;
- > finanziamenti a tasso variabile erogati da ELO, braccio finanziario della Export Credit Agency danese (EKF) attraverso Citibank International PLC (in qualità di lead arranger e facility agent) a Enel Green Power International BV, pari a 423 milioni di euro (446 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), per lo sviluppo di progetti eolici in Brasile, Nord America, Romania, Cile;
- > finanziamento a tasso variabile erogato da Banco Santander nel mese di marzo 2014 a Enel Green Power International BV, pari a 141 milioni di euro, per finanziare lo sviluppo dei progetti eolici di Zopiloapan e Bee Nee Stipa II in Messico;
- > finanziamento a tasso fisso erogato da IADB alla controllata Enel Green Power México S de RL de Cv, pari a 48 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated con un valore nominale di 858 milioni di Mexican pesos), per lo sviluppo del progetto Bee Nee Stipa II in Messico;
- > finanziamento a tasso fisso erogato da BBVA alla controllata Enel Green Power México S de RL de Cv, pari a 206 milioni di euro (250 milioni di dollari statunitensi), per lo sviluppo di parchi eolici in Messico (181 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > finanziamento a tasso variabile erogato a dicembre 2014 dal gruppo Santander SA alla controllata Enel Green Power México S de RL de Cv, pari a 72 milioni di euro (93 milioni di dollari statunitensi), per lo sviluppo di parchi eolici in Messico;
- > finanziamenti a tasso variabile erogati da Intesa Sanpaolo SpA alla Capogruppo, pari a 145 milioni di euro (163 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), allo scopo di finanziare i seguenti progetti: Palo Viejo in Guatemala, Talinay in Cile, Chucás in Costa Rica. Tali finanziamenti prevedono un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest SpA;
- > finanziamenti erogati da BBVA a Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl, pari a 88 milioni di euro, di cui la metà a tasso fisso (88 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), per lo sviluppo dei progetti eolici in Messico. Tali finanziamenti prevedono un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest SpA;
- > finanziamento a tasso variabile da parte di Unicredit SpA a Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl, pari a 50 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), per lo sviluppo di progetti eolici in Messico. Per tale finanziamento è previsto un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest SpA;
- > finanziamento a tasso variabile da parte di BBVA a Enel Green Power Chile, pari a 206 milioni di euro (250 milioni di dollari statunitensi; 145 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > finanziamento a tasso variabile da parte del BCI a Enel Green Power Chile, pari a 82 milioni di euro (100 milioni di dollari statunitensi; 73 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > finanziamento a tasso variabile erogato a dicembre 2014 da parte di BBVA a Enel Green Power Chile, pari a 62 milioni di euro (75 milioni di dollari statunitensi);
- > finanziamenti a tassi variabili erogati da IFC a Enel Brasil Participações in due tranches per 131 milioni di euro (422 milioni di Real brasiliani);
- > finanziamenti a tassi variabili erogati da Itaú a Enel Brasil Participações nel corso del mese di dicembre 2014 per 81 milioni di euro (261 milioni di Real brasiliani);
- > finanziamenti bancari a tasso variabile erogati principalmente da Citibank e NBG Bank ad alcune controllate greche per 17 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > finanziamento bancario a tasso variabile erogato dal Banco Industrial de Guatemala a Enel Guatemala per 9 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated con un valore nominale di 11 milioni di dollari statunitensi).

La voce "Debiti verso altri finanziatori" è pari a 999 milioni di euro (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi per 130 milioni di euro) e si riferisce principalmente a:

- > finanziamenti per tax partnership, pari a 794 milioni di euro (485 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), per i progetti nordamericani già in essere lo scorso esercizio (Snyder Wind Farm, Smoky Hills I, Smoky Hills II, Caney River, Prairie Rose, Chisholm View) e per i nuovi progetti Buffalo Dunes, consolidato con il metodo integrale dal mese di aprile (181 milioni di euro), e Origin, consolidato dal mese di novembre (129 milioni di euro);
- > finanziamenti con la formula del project financing erogati a società controllate di Enel Green Power North America, pari a 29 milioni di euro (41 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > contratti di leasing, pari a 160 milioni di euro (136 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) stipulati da sette

controllate italiane per lo sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici in Italia;

- > altri finanziamenti, pari a 9 milioni di euro (22 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), concessi alle controllate di Enel Green Power España per lo sviluppo di progetti eolici.

La voce "Finanziamenti da società correlate" accoglie il finanziamento erogato da Enel Finance International NV a Enel Green Power International BV per 2.455 milioni di euro (2.453 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

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	5	29	Idroelettrica - Eolica	Pro soluto
Spagna	11	221	Eolica	Pro soluto
Portogallo	2	21	Eolica	Pro solvendo
Italia	3	27	Solare	Pro soluto
Totale	21	298		

Paese	N. contratti	Milioni di euro	Tecnologia	Pro solvendo/pro soluto
Italia	9	160	Eolica - Solare	Pro soluto
Totale	9	160		

Si segnala che i finanziamenti erogati attraverso la formula del project financing, pari a complessivi 298 milioni di euro al 31 dicembre 2014, si riferiscono principalmente a società mono-impianto nelle 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.

In particolare, i parametri societari comportano la facoltà per gli istituti finanziari di richiedere il rimborso anticipato dei finanziamenti in oggetto in caso di variazioni nell'azionariato di riferimento delle società finanziate e delle società progetto.

I parametri finanziari, invece, tipicamente dispongono:

- > l'obbligo per le società progetto di rispettare determinati rapporti – generalmente 15%/85% (in taluni casi il rapporto è 10%/90% o 20%/80%) – di patrimonio netto/ indebitamento finanziario;
- > la possibilità per le società progetto di distribuire dividendi: i) condizionata al rispetto di un debt service cover ratio (ossia il rapporto tra a) i flussi di cassa attesi dal progetto

finanziato in un dato anno e b) gli interessi e la quota capitale del debito in scadenza per il medesimo anno) superiore generalmente all'1,10 (in taluni casi, all'1,05 e all'1,15); e ii) limitata all'ammontare delle disponibilità liquide risultanti dalla situazione contabile assoggettata a revisione contabile;

- > la facoltà per gli istituti finanziari di richiedere il rimborso anticipato in caso di un debt service cover ratio inferiore generalmente all'1,05 (in taluni casi, inferiore all'1,00 e all'1,10);
- > il decremento o l'incremento dei tassi di interessi applicabili ai finanziamenti in oggetto in relazione al livello di debt service cover ratio. In particolare, lo spread sul tasso di interesse di riferimento aumenta in caso di un debt service cover ratio superiore generalmente all'1,25 (in taluni casi all'1,40) e diminuisce nel caso opposto.

Alla data del presente bilancio, tali parametri risultano rispettati e non risultano event of default né limitazioni all'utilizzo dei finanziamenti in oggetto, con l'eccezione di due project finance in Spagna, per i quali si è proceduto alla

riclassifica dalla voce "Finanziamenti a lungo termine" alla voce "Quota a breve dei finanziamenti a lungo termine" per un importo complessivo pari a 14 milioni di euro.

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

Milioni di euro	Valore nozionale	Saldo contabile	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	
Euro	4.636	4.625	4.244	4,22%	4,40%
Dollaro USA	1.462	1.462	1.094	5,87%	5,93%
Peso messicano	53	48	55	7,91%	7,91%
Real brasiliano	217	212	-	13,87%	13,87%
Altre valute	11	11	15		
Totale valute non euro	1.743	1.733	1.164		
TOTALE	6.379	6.358	5.408		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro evidenzia un incremento di 569 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è attribuibile principalmente a:

> due tax partnership ottenute per i progetti Buffalo Dunes e Origin, pari a 310 milioni di euro;

> finanziamenti bancari concessi da Itaú e IFC alle società brasiliane, pari a 212 milioni di euro;
 > finanziamenti bancari concessi da BBVA alle società cileni, pari a 103 milioni di euro.

La tabella seguente indica le caratteristiche dei principali finanziamenti ottenuti nell'esercizio 2014.

Tipo di finanziamento	Data di emissione	Importo emesso (milioni di euro)	Valuta originaria	Tasso di interesse	Tipo di tasso di interesse	Scadenza
Finanziamenti bancari:						
- Cile	03.12.2014	62	USD	Libor 6M+2,65%	Tasso variabile	03.12.2021
- Cile	29.01.2014	41	USD	Libor 6M+2,7%	Tasso variabile	19.12.2018
- Olanda	27.03.2014	147	EUR	Euribor 6M+2,10%	Tasso variabile	27.03.2026
- Olanda	14.08.2014	150	EUR	Euribor 6M+0,60%	Tasso variabile	14.02.2029
- Olanda	30.09.2014	15	EUR	Euribor 6M+2,43%	Tasso variabile	16.12.2025
- Brasile	06.08.2014 - 18.12.2014	131	BRL	CDI Overnight+2,045%	Tasso variabile	15.09.2024
- Brasile	18.12.2014	81	BRL	CDI Overnight+2,5%	Tasso variabile	15.09.2024
- Messico	18.12.2014	77	USD	Libor 6M +1,95%	Tasso variabile	24.12.2029
Totale		704				
Finanziamenti non bancari:						
- Nord America	26.11.2014	129	USD	8%	Tasso fisso	26.11.2024
- Nord America	01.04.2014	181	USD	8%	Tasso fisso	31.12.2023
Totale		310				

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota 46 "Risk management".

Finanziamenti a breve termine - Euro 865 milioni

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2014, distinti per natura.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Finanziamenti da correlate	832	797	35
Finanziamenti da banche e altri finanziatori	33	24	9
Totale	865	821	44

I "Finanziamenti a breve termine" registrano un incremento di 44 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 restated, principalmente per l'effetto dell'iscrizione di un debito ver-

so la società collegata Osage (34 milioni di euro), a fronte dell'incasso ricevuto dal venturer.

45.2.2 Derivati passivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati passivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente					Corrente					
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value			
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 2014-2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 2014-2013	
Derivati designati come strumenti di copertura											
Cash flow hedge:											
- sul rischio di tasso di interesse	1.098	664	95	34	61	-	-	-	-	-	-
- sul rischio di prezzo su commodity	34	-	1	-	-	33	435	1	2	-	-
Totale	1.132	664	96	34	61	33	435	1	2	(1)	
Derivati al FVTPL:											
- sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	594	444	6	2	4	
Totale	-	-	-	-	-	594	444	6	2	4	
TOTALE DERIVATI PASSIVI	1.132	664	96	34	61	627	879	7	4	3	

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla Nota 47 "Derivati e hedge accounting".



45.2.3 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette per categoria di strumento finanziario, escludendo i derivati.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) netti	Di cui (impairment)/ripristini di impairment
al 31.12.2014		
Finanziamenti e crediti	9	(19)
Totale attività valutate al FVTPL	9	(19)
Passività finanziarie misurate a costo ammortizzato	(88)	-
Totale passività valutate al FVTPL	(88)	-
TOTALE	(79)	(19)

46. Risk management

46.1 Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto a una varietà di rischi finanziari: rischio di mercato, rischio di credito e rischio di liquidità.

I senior manager del Gruppo supervisionano la gestione di tali rischi, supportati da specifici comitati, assicurando che le attività sui rischi finanziari siano governate da policy e procedure appropriate e che i rischi finanziari siano identificati, misurati e gestiti in accordo con le policy e gli obiettivi definiti a livello di Gruppo.

Come parte della governance di risk management i rischi di mercato sono gestiti attraverso specifiche policy definite a livello sia di Gruppo sia di singola country con specifici Comitati Rischi responsabili di definire e supervisionare le policy strategiche.

La governance fornisce un sistema di limiti operativi definiti da tipologie di rischi individuali che sono periodicamente monitorati dall'unità di Risk Control.

46.2 Rischi di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che le fluttuazioni delle variabili macroeconomiche possano influire negativamente sui flussi di cassa attesi o sul fair value di uno strumento finanziario.

I rischi derivanti da tali strumenti finanziari sono il rischio di tasso di interesse, il rischio di cambio e il rischio di prezzo delle commodity.

Il Gruppo, nell'esercizio della propria attività industriale, è esposto al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, derivante principalmente dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento a tasso variabile, dei tassi di

cambio, derivante da flussi finanziari denominati in divisa diversa da quella di conto di ogni Paese, nonché dei prezzi delle commodity per i flussi di cassa connessi ai ricavi per la vendita di energia elettrica.

La variabilità dei prezzi può influenzare anche le politiche e le strategie industriali e commerciali, per questo le policy di Gruppo, relative alla gestione dei rischi finanziari, prevedono la stabilizzazione degli effetti a Conto economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse, di cambio e dei prezzi di mercato.

Tale obiettivo viene raggiunto sia alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie, sia attenuando il profilo di rischio dell'esposizione tramite la stipula di contratti derivati over the counter (OTC) nei confronti del mercato e all'interno del Gruppo Enel.

In particolare, la controparte interna per le operazioni in derivati su commodity è principalmente Enel Trade SpA, mentre per le operazioni in derivati su tasso di interesse e di cambio è la controllante Enel SpA.

Il Gruppo non stipula contratti derivati ai fini speculativi.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi finanziari attesi di uno strumento finanziario fluttuino in seguito a variazioni dei tassi di interesse sul mercato.

Per il Gruppo la fonte dell'esposizione al rischio tasso di interesse, che non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio, deriva essenzialmente dall'ammontare dell'indebitamento indicizzato a tasso variabile, per il potenziale impatto, in termini di maggiori oneri finanziari, che potrebbe verificarsi sul Conto economico conseguentemente a un aumento dei tassi di interesse di mercato.

Il duplice obiettivo di riduzione dell'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di riduzione del costo della provvista viene gestito e raggiunto sia attraverso la diversificazione e il bilanciamento delle passività finanziarie, sia modificando il loro profilo di rischio, facendo ricorso a specifici strumenti finanziari derivati OTC e in particolare interest rate swap (IRS).

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante, cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

In base ai contratti di interest rate swap, il Gruppo concorda di scambiare con la controparte, a specifici intervalli di tempo, la differenza tra i tassi fissi e quelli variabili, entrambi calcolati su un medesimo valore nozionale di riferimento.

In particolare, i contratti di interest rate swap floating-to-fixed trasformano una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

La seguente tabella mostra il valore opzionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated suddiviso per tipologia di contratto.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Interest rate swap da variabile a fisso	1.098	1.094
Totale	1.098	1.094

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla Nota 47 "Derivati e hedge accounting".

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario a lungo termine del Gruppo, si rileva come questo sia per il 39% indicizzato a tasso variabile (33% al 31 dicembre 2013 restated) senza considerare le coperture in derivati.

Prendendo a riferimento l'indebitamento netto a lungo termine, la quota indicizzata a tasso variabile risulta pari al 35% (32% al 31 dicembre 2013 restated); tale esposizione si riduce al 16% (8% al 31 dicembre 2013 restated) conside-

rando le coperture effettuate mediante operazioni in derivati designati di cash flow hedge.

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Analisi di sensitività del tasso di interesse

Il Gruppo effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato a patrimonio netto per la componente di copertura dei derivati in cash flow hedge.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento e in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue.

Milioni di euro	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated		
	Aumento/riduzione nei basis point	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)
Cash flow hedge:	+ 25 bp		17		16
	- 25 bp		(17)		(16)

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzati nell'analisi di sensitività.

Rischio di cambio

Il rischio di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino in seguito

a variazioni dei cambi.

Il Gruppo opera a livello internazionale ed è esposto al rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in valute estere diverse dalla valuta di conto di ogni Paese; non si rilevano variazioni delle esposizioni al rischio di cambio rispetto al precedente esercizio.

Al fine di minimizzare tale rischio le società del Gruppo stipulano, tipicamente sul mercato over the counter (OTC) e principalmente con Enel SpA, contratti di derivati e in particolare currency forward.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non deliverable forward). In quest'ultimo

caso, il tasso di cambio strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati come medie dei fixing ufficiali della Banca Centrale Europea.

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2014 e del 31 dicembre 2013 restated, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Currency forward	641	457
Totale	641	457

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 47 "Derivati e hedge accounting".

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che il 24% (21% al 31 dicembre 2013 restated) dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro.

Tenuto conto della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa nella valuta di conto o nella valuta funzionale della singola società del Gruppo, la percentuale di indebitamento dell'indebitamento a medio e lungo termine non coperta dal rischio cambio si attesta attorno all'1% (1% al 31 dicembre 2013 restated).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Analisi di sensitività del rischio di cambio

Il Gruppo effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato a Conto economico per i derivati che non si qualificano in hedge accounting.

Tali scenari sono rappresentati dall'apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue.

Milioni di euro	al 31.12.2014			al 31.12.2013 restated	
	Aumento/Riduzione nei tassi di cambio	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)
Variazione nel cambio EUR-USD	10%	50		(23)	
	-10%	(61)		28	

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzati nell'analisi di sensitività.

Rischio di prezzo delle commodity

Il Gruppo è esposto al rischio legato alla variazione del prezzo delle commodity derivante dall'attività di vendita dell'energia prodotta a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite sul mercato spot dell'energia elettrica).

Per contenere tale esposizione, le società del Gruppo ricorrono alla stipula di contratti a prezzo fisso attraverso bilaterali

fisici, contratti a lungo termine e contratti finanziari (per es., contratti per differenza - CFD), in questi ultimi le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo strike, e a favore delle società del Gruppo nel caso contrario. Prevalentemente i CFD a due vie vengono stipulati con Enel Trade SpA.

Un'esposizione residua al rischio deriva essenzialmente dall'incertezza dei volumi di produzione, in quanto soggetti sia alla naturale variabilità delle fonti rinnovabili sia a eventuali o temporanee indisponibilità degli impianti.

I processi di commodity risk management definiti nell'ambito del Gruppo sono finalizzati a monitorare costantemente l'andamento del rischio nel tempo e verificare che i livelli di rischio, osservati sulla base di specifiche dimensioni di analisi, rispettino valori soglia coerenti con l'appetito al rischio stabilito dal Vertice aziendale. Le attività si svolgono all'interno di una governance formalizzata che prevede l'assegnazione di limiti di rischio definiti, il cui rispetto viene

verificato da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. Il monitoraggio delle posizioni avviene mensilmente, valutando il profit at risk nel caso di portafogli industriali.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Swap e CFD	505	483
Totale	505	483

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 47 "Derivati e hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella presenta l'analisi di sensitività a cambiamenti ragionevolmente possibile nei prezzi mantenendo tutte le altre variabili costanti.

Milioni di euro	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated		
	Aumento/Riduzione nei prezzi delle commodity	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)
Swap	10%		(23)		(18)
	-10%		43		20

46.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia alle proprie obbligazioni previste da uno strumento finanziario o da un contratto commerciale, tale da generare una perdita.

Il Gruppo è esposto al rischio di credito nell'ambito dell'attività operativa e finanziaria, ivi inclusi i derivati, i depositi con le banche o con le società finanziarie.

Variazioni negative inattese del merito creditizio di una controparte potrebbero generare effetti sulla posizione creditoria, in termini di aumento del rischio di insolvenza (rischio di default) della controparte stessa.

Al fine di minimizzare il rischio di credito, il Gruppo si avvale di specifiche politiche e procedure gestionali, che prevedono sia la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni – sia il monitoraggio costante e strutturato delle esposizioni di rischio, al fine di identificare rapidamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere.

Inoltre, oltre che al mantenimento di un portafoglio clienti adeguatamente diversificato, il Gruppo fa ricorso alla acquisizione di garanzie bancarie e/o al factoring, al fine di mitigare l'esposizione al rischio di credito.

Concentrazione del rischio di credito dei clienti

La concentrazione del rischio di credito è gestita e minimizzata attraverso una strategia di business che prevede diversi criteri di diversificazione, come per esempio "l'area geografica" (business in differenti Paesi) e la "tipologia di cliente" (corporate, amministrazioni pubbliche e istituzioni finanziarie).

Al 31 dicembre 2014 un numero pari a 20 clienti rappresenta circa il 77% (83% al 31 dicembre 2013 restated) della totale esposizione dei crediti commerciali iscritti in bilancio verso terze parti.

Di seguito si riporta la tabella sulla esigibilità dei crediti, con indicazione, ove rilevata, della perdita di valore.

Milioni di euro

al 31.12.2014

	Crediti commerciali terzi	di cui con amministrazioni pubbliche
Svalutati	(16)	-
Non scaduti e non svalutati	218	44
Scaduti ma non svalutati	71	33
- meno di 3 mesi	38	22
- da 3 mesi a 6 mesi	9	7
- da 6 mesi a 12 mesi	4	2
- da 12 mesi a 24 mesi	13	1
- oltre 24 mesi	7	1
Totale	273	77

46.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o ad altre attività finanziarie.

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 a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di un liquidity buffer sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi.

Il Gruppo Enel Green Power, indirettamente tramite la controllante Enel SpA e direttamente tramite la sua finanziaria

Enel Green Power International BV, usufruisce della capacità di tesoreria accentrata, garantendosi un facile accesso al mercato monetario e di capitali, nonché la tempestiva gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Per assicurare i piani di sviluppo delle società del Gruppo, si è ricorso a una pluralità di fonti di finanziamento, equilibrate e diversificate in termini di tipologia e profilo scadenze, sia fra parti correlate (che rappresentano il 45% dell'indebitamento) sia verso terze parti (che rappresentano il 55% dell'indebitamento).

La Società detiene le seguenti linee di credito non utilizzate:

Milioni di euro

	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	
	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno
Linee di credito committed	2.234	520	2.405	1.019
Linee di credito uncommitted	24	-	-	-
Totale	2.258	520	2.405	1.019

Maturity analysis

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie del Gruppo sulla base dei flussi di pagamento contrattuali non attualizzati.

Milioni di euro

	Scadenza				
	Meno di 3 mesi	Da 3 mesi a 1 anno	Da 1 a 2 anni	Da 2 a 5 anni	Maggiore di 5 anni
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	3	15	59	273	254
- tasso variabile	27	162	348	635	1.142
Totale	30	177	407	908	1.396
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso	31	90	184	153	2.821
- tasso variabile	834	26	35	36	95
Totale	865	116	219	189	2.916
TOTALE	895	293	626	1.097	4.312

47. Derivati e hedge accounting

47.1 Hedge accounting

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value.

Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity, rischio di credito ed equity quando sono rispettati i criteri previsti dallo IAS 39.

Alla data di designazione della copertura, il Gruppo deve documentare la strategia e gli obiettivi di risk management prefissati, nonché la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti; va inoltre analizzata, alla data di designazione e successivamente su base sistematica, l'efficacia della copertura attraverso test specifici prospettici e retrospettici al fine di verificare che gli strumenti di copertura risultino altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

In relazione alla natura dei rischi a cui è esposta, la Società designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- > derivati di cash flow hedge relativi al rischio di: i) variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società detentrici della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili espresso in valuta estera; iv) prezzo delle vendite di energia attese a prezzo variabile; v) prezzo relativo alla compravendita di carbone e di commodity petrolifere;
- > derivati di fair value hedge, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del fair value di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- > derivati di net investment in a foreign operation (NIFO), aventi per oggetto la copertura della volatilità dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali la Società è esposta si rimanda alla Nota 46 "Risk management".

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire il Gruppo dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi associati a un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero altrimenti impattare il conto economico.

La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a conto economico.

Gli ammontari rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto, a sua volta, si rilevi a conto economico.

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, ma l'elemento coperto non risulta scaduto o cancellato, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilasciati a conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente realizzata.

Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a conto economico.

Attualmente il Gruppo utilizza tali relazioni di copertura al fine di minimizzare la volatilità del conto economico, attraverso strutture derivate in interest rate swap; non utilizza, invece, fair value hedge e hedge of a net investment in a foreign operation (NIFO).

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati che si qualificano come strumenti di copertura classificati in base alla tipologia di relazione di copertura.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate convertite

in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati								
Cash flow hedge:								
- sul rischio di tasso di interesse	-	430	-	7	1.098	664	95	34
- sul rischio di prezzo su commodity	438	48	25	9	67	435	2	2
Totale	438	478	25	16	1.165	1.099	97	36

Relativamente alla classificazione dei derivati di hedging come attività non correnti e correnti e passività non correnti e correnti, si veda la Nota 45 "Strumenti finanziari".

Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

Il Gruppo al 31 dicembre 2014 ha in essere relazioni di copertura di cash flow hedge ove i principali strumenti di copertura sono rappresentati da interest rate swap volti a coprire i flussi di cassa futuri legati a finanziamenti a lungo termine a tasso variabile esposti alla variabilità dei tassi di interesse. Tale esposizione rappresenta il principale elemento

di rischio a causa del potenziale impatto negativo su conto economico. Al 31 dicembre 2014 il valore nozionale dei contratti derivati classificati di cash flow hedge ammonta a 1.603 milioni di euro cui corrispondono un fair value negativo di 97 milioni di euro e un fair value positivo di 25 milioni di euro.

47.1.1 Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro	Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2014		al 31.12.2013	
			Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
	Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	95	1.098	27	1.094
	Totale		95	1.098	27	1.094

L'ammontare del nozionale dei derivati in cash flow hedge è pari a 1.098 milioni di euro. La variazione di nozionale rispetto al 31 dicembre 2013 è imputabile a nuove coperture in cash flow hedge effettuate nel corso del 2014 e a una naturale riduzione della quota di ammortamento degli interest rate swap in essere. Al 31 dicembre 2014, il fair value di 95 milioni di euro ha subito un peggioramento di 68 milioni

di euro principalmente imputabile alla riduzione generalizzata della curva dei tassi di interesse.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati								
Cash flow hedge								
Interest rate swap	-	430	-	7	1.098	664	95	34
Totale derivati su tasso di interesse	-	430	-	7	1.098	664	95	34

Derivati di fair value hedge

Attualmente il Gruppo non utilizza tali relazioni di copertura.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2014	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre
CFH su tasso di interesse							
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	95	23	20	16	13	19	10

Gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale sono pari a 62 milioni di euro.

47.1.2 Rischio di prezzo su commodity

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati								
Swap	438	48	25	9	67	435	2	2
Totale derivati su energia	438	48	25	9	67	435	2	2

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2014	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre
Fair value positivo	25	23	2	-	-	-	-
Fair value negativo	2	1	1	-	-	-	-

Gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity rilevati durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale sono pari a 16 milioni di euro.

47.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 per ciascun tipo di rischio.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati al FVTPL								
Sul rischio di tasso di cambio:								
- currency forward	47	13	-	-	594	444	6	2
Totale	47	13	-	-	594	444	6	2

48. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali e dalla Procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvata in data 1° dicembre 2010 dal Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA, previo parere del Comitato per il Controllo Interno reso in data 23 novembre 2010.

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 sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

In particolare, nel corso del 2014, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività, tra cui:

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

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 (decreto del Presidente della Repubblica 917/1986, artt. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", si informa che per le società Enel Green Power SpA ed Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl il suddetto regime è ancora in corso di validità, dal momento che le società lo hanno rispettivamente rinnovato per i periodi 2013-2015 e 2012-2014.

Si evidenzia che nel corso del 2014 sono state approvate alcune operazioni con parti correlate qualificate come operazioni ordinarie di maggiore rilevanza compiute direttamente da Enel Green Power SpA o per il tramite di una società da questa controllata.

Tali operazioni rientrano 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 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 tali, esse non sono dunque soggette 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. Dette operazioni sono state comunque oggetto di specifica comunicazione alla CONSOB secondo quanto previsto dal richiamato art. 13, comma 3, lett. c).

Di seguito si riepilogano le principali caratteristiche di tali operazioni.

Parte dell'operazione: Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Enel Trade SpA.

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

Oggetto dell'operazione: tre contratti quadro relativi alla compravendita di energia elettrica rispettivamente per gli anni 2015, 2016 e 2017 che si realizza attraverso contratti bilaterali fisici, nonché tre contratti quadro per differenza a due vie relativi alla reciproca copertura finanziaria dal rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, per i medesimi anni, che si realizza attraverso contratti bilaterali finanziari.

Corrispettivo dell'operazione: valore massimo complessivo per gli anni 2015, 2016 e 2017 rispetto alle due categorie sopra citate di 1.400 milioni di euro e di 1.830 milioni di euro.

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 pari a 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. Al riguardo, si segnala che il periodo di utilizzo dei fondi è scaduto senza che questi siano stati richiesti da Enel

Green Power SpA; quest'ultima ha comunque sostenuto gli oneri connessi alla loro messa a disposizione durante il suddetto periodo di utilizzo.

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 breve termine (Intercompany Revolving Facility Agreement) per un importo pari a 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.

Parte dell'operazione: Enel Green Power Chile Ltda, società interamente controllata da Enel Green Power SpA.

Controparte dell'operazione: Empresa Nacional de Electricidad SA.

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

Oggetto dell'operazione: vendita a Empresa Nacional de Electricidad SA nel periodo 1° giugno 2015 - 1° dicembre 2014 di energia elettrica prodotta da impianti di nuova costruzione nel periodo di riferimento nonché di certificati verdi connessi alla quantità di energia elettrica prodotta dagli stessi impianti.

Corrispettivo dell'operazione: corrispettivo complessivo stimato in 2.300 milioni di dollari statunitensi.

Parte dell'operazione: Enel Green Power International BV, società interamente controllata da 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.

Milioni di euro

Parti correlate

	Enel SpA	Enel Italia Srl	Enel Produzione SpA	Enel Trade SpA	Enel Finance International NV	Enel Lease Eurl	Enel.Factor SpA	GSE SpA	GME SpA
Rapporti patrimoniali									
Crediti commerciali	1	2	111	15	-	-	-	18	-
Altre attività correnti	7	-	-	2	-	-	-	102	-
Attività finanziarie correnti e derivati	10	-	-	11	202	-	-	-	-
Debiti commerciali	9	32	35	-	-	-	19	1	-
Altre passività correnti	2	-	-	3	3	-	-	-	-
Passività finanziarie correnti e derivati	22	-	-	-	42	-	-	-	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	-	2.455	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	126	-	-	-	672	-	-	-	-
Rapporti economici									
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	-	-	191	-	-	-	61	540
Altri ricavi	-	-	-	-	-	-	-	353	-
Acquisti energia, combustibili e gas	-	-	2	-	-	-	-	1	4
Servizi e altri materiali	22	31	7	-	-	-	-	2	11
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	-	-	-	74	-	-	-	-	-
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	(22)	-	-	-	2	-	-	-	-
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	(13)	-	-	-	(180)	(3)	-	-	-

Oggetto e corrispettivo dell'operazione: rinnovo di un contratto di finanziamento a breve termine per 1,2 miliardi di euro. Le condizioni del rinnovo sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con controparti bancarie per contratti di pari importo e di uguale durata rispetto al contratto in oggetto.

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: rinnovo di un contratto di finanziamento a breve termine per 500 milioni di euro. Le condizioni del rinnovo del contratto sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con controparti bancarie per contratti di pari importo e di uguale durata rispetto al contratto in oggetto.

La tabella qui in basso riportata evidenzia i rapporti di natura economico-finanziaria e patrimoniale intrattenuti dal Gruppo con le sue parti correlate per l'esercizio 2014.

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

Terna SpA	3SUN Srl	Enel Distribuzione SpA	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Endesa SA	Enel Energia SpA	Enel Energie Muntenia SA	Enel Energie SA	Altre minori	Totale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	-	1	-	-	-	2	1	34	185	440	42%
-	4	-	-	-	-	-	-	14	129	494	26%
-	-	-	-	-	-	-	-	13	236	426	55%
-	-	-	4	2	16	-	-	11	129	888	15%
-	-	-	-	1	-	-	-	2	11	403	3%
-	-	-	-	-	-	-	-	-	64	82	78%
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.455	6.358	39%
-	-	-	-	-	-	-	-	34	832	865	96%
2	-	-	-	-	-	23	20	30	867	2.148	40%
-	-	-	-	-	-	-	-	-	353	772	46%
21	-	-	-	-	10	-	-	1	39	291	13%
4	51	-	1	1	-	-	1	8	139	489	28%
-	-	-	-	-	-	-	-	2	76	76	100%
-	-	-	-	-	-	-	-	1	(19)	(21)	90%
-	1	-	-	-	-	-	-	21	(174)	(236)	74%

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 (già Enel Servizi Srl): gestione dei servizi di approvvigionamento, gestione degli spazi, servizi amministrativi, di ristorazione e di gestione del parco macchine svolti da Enel Servizi 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 a, e usufruisce di servizi di distribuzione e trasporto per, un certo numero di società controllate dallo Stato (azionista di Enel SpA).

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

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

Per l'informativa circa la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche si rimanda a quanto pubblicato nella Relazione sulla remunerazione, pubblicata sul sito internet della Società (www.enelgreenpower.com, sezione "Governance").

49. Altri impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	1.082	1.439	(357)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- forniture varie	1.170	1.733	(563)
Totale	2.252	3.172	(920)

Il Gruppo ha in essere impegni con la società Vestas Italia Srl per la fornitura, il trasporto, l'installazione e la manutenzione, nei vari Paesi in cui il Gruppo opera e per il periodo 2011-2015, di turbine eoliche per una potenza complessiva di 268 MW, con l'opzione in favore di Enel Green Power di

incrementare tale potenza di ulteriori 700 MW nello stesso periodo di validità.

Si evidenzia inoltre che il Gruppo ha in essere garanzie connesse al debito per 3,9 miliardi di euro, già rappresentate nella voce "Finanziamenti".

50. Attività e passività potenziali

Arbitrato LaGeo

Nell'ottobre del 2008 Enel Produzione (alla quale è succeduta, a seguito di scissione, Enel Green Power) ha promosso un procedimento arbitrale, secondo le regole della Camera di Commercio Internazionale di Parigi, contro la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa ("CEL"), interamente controllata dalla Repubblica di El Salvador, e Inversiones Energéticas SA de Cv ("INE"), a sua volta interamente controllata da CEL, per far valere il loro inadempimento di talune disposizioni contenute nel patto parasociale stipulato tra Enel Produzione e INE il 4 giugno 2002, avente a oggetto la gestione della società LaGeo, attiva nel settore geotermico. In particolare, tale patto parasociale, stipulato in occasione delle riforme del settore elettrico da parte della Repubblica di El Salvador, prevedeva il diritto di Enel Produzione (ora Enel Green Power) di poter finanziare gli investimenti di LaGeo imputando ad aumento capitale i pagamenti effettuati. Lo stesso patto prevedeva, inoltre, l'obbligo di LaGeo di distribuire interamente gli utili della società.

Dopo le prime fasi di realizzazione delle centrali geotermiche in El Salvador, nel corso delle quali, in ottemperanza alle pattuizioni parasociali, la partecipazione di Enel Produzione

(ora Enel Green Power) in LaGeo è salita al 36,20%, LaGeo non ha più permesso a Enel Produzione (ora Enel Green Power) di finanziare, come previsto nel patto parasociale, gli investimenti deliberati e conseguentemente di sottoscrivere eventuali aumenti di capitale.

Enel Produzione (ora Enel Green Power) ha dunque chiesto al collegio arbitrale di condannare INE e CEL (i) all'esecuzione in forma specifica degli obblighi previsti dal patto, e in particolare la distribuzione degli utili netti come dividendi, permettendo quindi a Enel Green Power di finanziare i successivi investimenti di LaGeo e sottoscrivere il corrispondente aumento di capitale, nonché al risarcimento di danni per 30 milioni di dollari statunitensi oltre a interessi, tasse e spese legali o, in alternativa, (ii) a risarcire i danni quantificati complessivamente in 264,2 milioni di dollari statunitensi oltre a interessi, tasse e spese legali.

Nel corso del giudizio INE si è costituita chiedendo l'estromissione di CEL e un risarcimento danni a carico di Enel Green Power per complessivi 100,3 milioni di dollari statunitensi per gli asseriti danni provocati dalla cattiva esecuzione dei lavori realizzati sino alla data della domanda a fronte degli investimenti finanziati sino a quel momento dal Gruppo Enel.



Con decisione notificata alle parti in data 5 luglio 2011, il collegio arbitrale ha sancito il diritto di Enel Green Power a finanziare gli investimenti di LaGeo, capitalizzando i relativi importi. Di conseguenza il collegio arbitrale ha condannato INE a far sì che, entro 30 giorni dalla notifica della decisione, Enel Green Power fosse messa in condizione di partecipare a un aumento di capitale di LaGeo sottoscrivendo circa 9 milioni di azioni per un controvalore di circa 127 milioni di dollari statunitensi. In conseguenza di tale decisione Enel Green Power sarebbe dovuta risultare titolare di circa il 53% del capitale sociale della società.

Il collegio arbitrale ha, inoltre, condannato INE a far sì che LaGeo distribuisse gli utili realizzati negli esercizi 2008 e 2009 e ha interamente respinto le domande di risarcimento danni presentate contro Enel Green Power.

INE ha impugnato il provvedimento di fronte alla Corte di Appello di Parigi che, con decisione dell'8 gennaio 2013, ha confermato il lodo reso dagli arbitri.

CEL ha quindi presentato ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello di Parigi.

In data 16 settembre 2014 la Corte di Cassazione francese ha rigettato il ricorso di CEL e confermato la pronuncia della Corte di Appello di Parigi dell'8 gennaio 2013 che aveva a sua volta confermato il lodo arbitrale.

Parallelamente, si è appreso da mezzi di stampa che un avvocato salvadoregno (probabilmente collegato al partito del Presidente della Repubblica, Funes) ha presentato alla Sala Amministrativa della Corte Suprema di El Salvador domanda di nullità del patto parasociale. Tale atto non è stato notificato a Enel Green Power ma alla sola CEL. Enel Green Power ha chiesto di essere ammessa nel giudizio, con riserva di ripetizione dei danni anche sulla base delle garanzie prestate dalla controparte in occasione della stipula del patto parasociale.

Nel mese di luglio 2013, poiché il Parlamento salvadoregno aveva approvato una legge che stabiliva l'uscita dello Stato di El Salvador dalla Convenzione di Washington del 1965 che prevede per gli investitori stranieri la possibilità di agire contro lo Stato davanti all'International Center for Settlement of Investment Disputes (ICSID), prima che la predetta legge entrasse in vigore, Enel Green Power ha iniziato un nuovo arbitrato davanti all'ICSID contro la Repubblica di El Salvador al fine di tutelare i propri diritti contro le interferenze che il Governo locale stava ponendo in essere nei rapporti che intercorrevano tra Enel Green Power e CEL.

In pendenza di tale nuovo arbitrato, nel mese di novembre 2013, dopo varie anticipazioni di stampa, il Procuratore del-

la Repubblica di El Salvador ha depositato i risultati di un'inchiesta relativa alle vicende che portarono all'acquisizione di LaGeo da parte del Gruppo Enel nel 2002. Una volta chiusa l'istruttoria, la Procura della Repubblica ha convocato un'udienza istruttoria per vari numerosi funzionari pubblici che parteciparono al processo di creazione di LaGeo e di messa in vendita di quote della società. Tra gli indagati risultavano anche due ex dipendenti di Enel Green Power insieme all'avvocato che seguì l'operazione di acquisizione.

Il provvedimento di convocazione all'udienza riguardava anche Enel Green Power El Salvador.

Il giudizio promosso dalla Procura della Repubblica sembrerebbe fondato su una fattispecie di peculato nella quale i funzionari pubblici avrebbero commesso alcune violazioni delle leggi di El Salvador di cui Enel Green Power avrebbe asseritamente beneficiato.

In realtà tutte le circostanze dedotte dalla Procura della Repubblica sono già state valutate nel corso del procedimento arbitrale internazionale condotto secondo le regole della camera di commercio internazionale di Parigi; in tale ambito il collegio arbitrale ha riconosciuto i) l'infondatezza della ricostruzione dei fatti operata da CEL (e oggi ripresa dalla Procura della Repubblica) e ii) le ragioni di Enel Green Power.

Si segnala inoltre che il Procuratore della Repubblica ha rinvenuto anche violazioni di legge nel fatto che le concessioni in materia geotermica non sarebbero state affidate per legge ma con atto amministrativo. Al riguardo, però, si deve rilevare che la decisione di permettere l'affidamento di queste concessioni solo con legge si deve a una sentenza della Corte Costituzionale intervenuta solo nel 2013. A ogni modo le concessioni "operative" di LaGeo vennero affidate con legge. Il giudice istruttore, a chiusura della prima fase, non ha ritenuto i fatti dedotti certi o gravi e, pertanto, ha rigettato la richiesta di misure cautelari del Procuratore della Repubblica.

Il Procuratore Generale della Repubblica di El Salvador ha presentato quindi appello contro il provvedimento del giudice istruttore che aveva rigettato le domande cautelari nell'ambito del processo penale per peculato. Il giudice di appello ad aprile 2014 ha quindi stabilito, in riforma della prima decisione, che a fronte della continuazione della fase istruttoria andavano disposte misure cautelari, sia pur commisurate alle prove esistenti al momento dell'emissione del provvedimento di sequestro. Tale giudice ha, in particolare, stabilito che il sequestro chiesto ai responsabili civili andava fatto nei limiti di quanto domandato agli imputati garantiti civilmente. Lo stesso giudice di appello ha, peraltro, ribadito

to la necessità di effettuare regolarmente le notifiche a Enel Green Power affinché le misure potessero esser valide nei suoi confronti.

Il Tribunale di rinvio, investito del relativo giudizio su richiesta del Procuratore Generale della Repubblica, ha – ad avviso di Enel Green Power – ecceduto i limiti assegnati dal giudice di appello adottando il provvedimento cautelare – anticipato attraverso la stampa locale – senza chiamare Enel Green Power in giudizio e ammettendo un sequestro nei confronti di Enel Green Power El Salvador SA de Cv e di Enel Green Power SpA per un controvalore di 687 milioni di euro ciascuno. Tale decisione è stata assunta senza permettere a Enel Green Power di svolgere le sue difese in giudizio e malgrado i dipendenti per i quali i responsabili civili sono chiamati a rispondere siano oggetto di un sequestro di soli 8 milioni di dollari statunitensi. Il valore del sequestro, inoltre, non ha alcuna attinenza con quello di LaGeo o degli asseriti danni arrecati al sistema salvadoregno.

Enel Green Power, attesa l'illegittimità di questi nuovi provvedimenti e la chiara strategia delle autorità del Paese contro i propri investimenti, ha chiesto al Tribunale arbitrale ICSID – nell'ambito del giudizio già avviato a settembre del 2013 – di adottare una misura cautelare di sospensione della giurisdizione salvadoregna sul caso.

In data 7 dicembre 2014 Enel Green Power e la Repubblica di El Salvador hanno sottoscritto un accordo quadro al fine di definire i molteplici contenziosi relativi agli investimenti di Enel Green Power in LaGeo.

In base a quanto stabilito nel predetto accordo, nel mese di dicembre 2014, a seguito della revoca delle misure cautelari sui beni di Enel Green Power in El Salvador, Enel Green Power ha venduto a INE l'intera partecipazione posseduta nel capitale sociale di LaGeo, corrispondente al 36,2% del capitale sociale, dietro pagamento di un corrispettivo pari a circa 280 milioni di dollari statunitensi.

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 Enel Green Power e dei suoi rappresentanti) che si dovranno verificare nei prossimi sei mesi. Nelle more il procedimento ICSID è stato sospeso.

Contenzioso Energia XXI Energias Renováveis e Consultoria Limitada contro Enel Green Power España

Nel 1999 Energia XXI ha instaurato un procedimento arbitrale contro MADE (oggi Enel Green Power España, "EGPE") per asseriti danni subiti a seguito della risoluzione anticipata di un contratto di agenzia per la vendita di aerogeneratori e impianti eolici in Portogallo e Brasile. Il 21 novembre 2000 il collegio arbitrale ha stabilito che la risoluzione anticipata da parte di MADE è illegittima e pertanto ha ordinato a quest'ultima di pagare i seguenti importi: (i) spese legali, (ii) la parte fissa del corrispettivo mensile per il periodo ricompreso tra la data del 21 luglio 1999 (data di risoluzione del contratto) e il 9 ottobre 2000 (data di scadenza del contratto), pari a circa 50.000 euro, (iii) il lucro cessante da determinarsi con riferimento alla mancata conclusione di contratti per almeno 15 MW di capacità.

A seguito del lodo arbitrale sono iniziati due diversi giudizi civili.

Il primo ricorso è stato presentato presso il Tribunal Judicial de Primera Instancia da MADE e vi si chiede l'annullamento del lodo. Attualmente è pendente il primo grado di giudizio a seguito del rinvio della Corte di Appello (successivamente confermato dalla Corte di Cassazione in data 26 settembre 2013) che ha accolto il ricorso di EGPE sull'ammissione delle istanze istruttorie.

Il secondo ricorso è stato presentato il 9 maggio 2006 dinanzi al Tribunale Civile di Lisbona da Energia XXI e vi si chiede la condanna di EGPE al pagamento di quanto disposto dal lodo arbitrale (l'attuale valutazione dei danni stabiliti dal lodo del 2000 è quantificata da Energia XXI in 546 milioni di euro). EGPE considera la causa infondata. Su istanza di EGPE il giudice ha sospeso il presente giudizio in attesa di definizione del primo giudizio.

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 León. 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 León. Avverso tale decisione è pendente giudizio di appello dinanzi alla Corte Suprema. La sentenza del Tribunale di primo grado, nelle more della definizione del giudizio di appello, non è esecutiva.

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 León. Anche 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.

EGPE contro Ministero dell'Industria Energia e Turismo

In data 4 luglio 2014 EGPE ha impugnato dinanzi al Tribunale Superiore di Giustizia di Madrid il provvedimento con cui il Ministero dell'Industria Energia e Turismo ha ritenuto di escludere gli impianti eolici di Angosturas e Madroñales dal registro (denominato *pre-registro de asignación de retribución*) che attribuisce alle società iscritte il diritto di ottenere incentivi alla produzione di energia elettrica.

Il giudizio è in fase finale essendo previsto che le parti presentino le loro conclusioni nel mese di febbraio.

Enelpower do Brasil

Enelpower do Brasil è parte in un giudizio amministrativo avente a oggetto i contributi PIS/COFINS per un valore della causa pari a circa 54 milioni di Real brasiliani (circa 16,2 milioni di euro), il cui valore attualizzato compresi interessi e sanzioni è pari a circa 71,3 milioni di Real brasiliani (circa 21,4 milioni di euro)

Enelpower do Brasil ha impugnato l'atto di accertamento (tax assessment) ottenendo una riduzione provvisoria dei contributi PIS/COFINS. L'Autorità Amministrativa di secondo grado con sentenza del giugno 2013, pubblicata il 1° ottobre 2013, ha confermato la riduzione dei contributi a 23 milioni di Real brasiliani (circa 6,9 milioni di euro) – valore attualizzato pari a circa 32,6 milioni di Real brasiliani – (9,8 milioni di euro).

In sintesi la sentenza prevede:

1. per quanto concerne il PIS: definitiva cancellazione dell'ammontare dovuto pari a circa 12,7 milioni di Real brasiliani attualizzati (circa 3,8 milioni di euro);
2. per quanto concerne il COFINS:
 - a) la non esigibilità, per decorrenza del termine di prescrizione, dell'importo pari a circa 28 milioni di Real brasiliani attualizzati (circa 9 milioni di euro), importo relativo ai mesi febbraio-aprile, giugno e agosto 2003;
 - b) la debenza/esigibilità dell'importo di circa 32,6 milioni di Real brasiliani attualizzati (circa 9,8 milioni di euro), di cui circa 9,8 milioni di Real brasiliani (2,9 milioni di euro) a titolo di sorte capitale e circa 22,8 milioni di Real brasiliani (circa 6,8 milioni di euro) per interessi e sanzioni, importo relativo ai mesi gennaio, maggio, luglio e settembre-dicembre 2003.

Alla fine del 2013 il Governo Federale Brasiliano, con la legge 12865/2013, ha riaperto i termini del condono fiscale previsto dalla legge 1194/2009 (REFIS IV) per debiti tributari federali maturati prima del novembre 2008. Nell'ambito dei debiti tributari federali rientrano anche la PIS e la COFINS.

Tale condono consente: (i) la riduzione degli interessi e delle sanzioni; (ii) la compensazione degli interessi e delle sanzioni di cui al precedente punto con le perdite fiscali pregresse e (iii) il pagamento della sorte capitale in 180 mensilità senza applicazione di ulteriori interessi.

Enelpower do Brasil in un'ottica prospettica impostata a mera prudenza e cautela ha usufruito della riapertura dei termini del condono fiscale di cui alla citata legge 1194/2009 con riferimento alle somme indicate nel precedente punto 2, b) ottenendo la riduzione degli interessi e delle sanzioni da circa 22,8 milioni di Real brasiliani (circa 6,8 milioni di euro) a circa 14,7 milioni di Real brasiliani (circa 4,4 milioni di euro), importo oggetto di compensazione con le perdite fiscali pregresse della società, e procedendo al versamento della prima rata pari a circa 54.400 Real brasiliani (circa 16.300 euro) calcolata sulla sola sorte capitale pari a circa 9,8 milioni di Real brasiliani (circa 2,9 milioni di euro). L'onere complessivo allo stato è quindi pari a 2,9 milioni di euro, rilevati integralmente nel 2013.

Per quanto riguarda le somme di cui al punto 2, a) che costituiscono il valore del contenzioso in essere attualizzato, pari a circa 28 milioni di Real brasiliani (circa 9 milioni di euro), Enelpower do Brasil non ha aderito al condono in quanto il rischio di soccombenza è da considerarsi remoto.

Ministero Pubblico del Mato Grosso contro Primavera Energia SA

Il 18 gennaio 2011 il Ministero Pubblico del Mato Grosso ha iniziato un'azione civile contro Primavera Energia SA (società del Gruppo Enel Green Power) lamentando danni all'ambiente derivanti dalla carenza della predisposizione di misure idonee alla salvaguardia della fauna presente nel fiume dal quale l'impianto idroelettrico di Primavera Energia deriva acqua. Il Ministero ha chiesto un ordine inaudita altera parte ("*tute-la anticipada*") per l'immediata costruzione di una struttura idonea a salvaguardare la fauna ittica consistente nella realizzazione di un'opera idraulica che consenta il passaggio dei pesci all'altezza dello sbarramento della centrale idroelettrica o di altro simile strumento atto a tutelarne la sopravvivenza.

Il 1° febbraio 2011, l'adita Corte ha disposto che nessuna tutela anticipatoria potesse essere resa prima dell'instaurazione di un necessario contraddittorio tra le parti.

Instauratosi il contraddittorio, in accoglimento alle eccezioni formulate da Primavera Energia, il giudizio è stato rimesso alla giurisdizione della Corte Federale che, con decisione del 16 gennaio 2013, ha rigettato la richiesta di emissione dell'ordine di costruzione della predetta struttura.

Su richiesta del Ministero, la Corte Federale ha chiamato in causa anche il Governo Federale del Brasile.

In data 22 maggio 2014 la Corte Federale ha invitato le parti a raggiungere un accordo ovvero richiedere la fissazione di una udienza di conciliazione. Primavera Energia ha pertanto presentato un'istanza con la quale ha invitato il Governo Federale Brasiliano a formulare una proposta transattiva.

Arbitrato T&M Brasil Participações Ltda

Nel mese di febbraio 2014 la società T&M Participações Ltda ha presentato una domanda di arbitrato presso la Camera FGV de Conciliação e Arbitragem nei confronti di Enel Green Power Cristal Eólica SA, Enel Green Power Primavera Eólica SA ed Enel Green Power São Judas Eólica SA (Società Convenzute). Tale domanda ha a oggetto il contratto di costruzione e di fornitura di materiali e opere civili per la realizzazione del parco eolico denominato Cristal stipulato in data 21 settembre 2012 (il Contratto).

In particolare, T&M Participações Ltda chiede: (i) il risarcimento dei danni e il rimborso delle spese straordinarie sostenute a seguito dell'asserita illegittima risoluzione del contratto da parte di Enel Green Power; (ii) il pagamento dei lavori eseguiti ma non ancora pagati e la restituzione delle somme trattenute in garanzia; (iii) il pagamento delle perdite subite a seguito di modifiche degli ordini rispetto a quelli inizialmente previsti nel Contratto. Il valore complessivo della domanda proposta da T&M Participações Ltda è di circa 20 milioni di Real brasiliani (pari a circa 6,5 milioni di euro).

Le Società Convenzute si sono costituite in giudizio chiedendo, in via riconvenzionale, la condanna di parte attrice e della controllante della stessa al risarcimento di danni per un valore complessivo di circa 30 milioni di Real brasiliani (pari a circa 10 milioni di euro) derivanti da inadempimenti contrattuali di diversa natura. In data 29 settembre 2014 il collegio arbitrale, regolarmente costituito, ha rigettato la richiesta di estensione del contraddittorio nei confronti della società controllante della T&M Participações Ltda.

In data 1° gennaio 2015 T&M ha depositato presso il collegio arbitrale l'atto introduttivo al quale Enel Green Power dovrà replicare entro il 6 marzo 2015.

CIS e Interporto Campano

In data 4 dicembre 2009 e in data 4 agosto 2010 Enel Green Power SpA ha stipulato rispettivamente con Interporto Campano e con il Centro Ingrosso Sviluppo Campania Gianni Nappi SpA ("CIS"), un contratto di locazione ultranovennale e un contratto di superficie aventi a oggetto i lastrici solari dei capannoni industriali siti nel CIS e nell'Interporto Campano al fine di realizzare ed esercire un impianto fotovoltaico.

In data 22 aprile 2011, durante la fase di realizzazione del predetto impianto, si è sviluppato un incendio su uno dei capannoni di proprietà del CIS dove la ditta appaltatrice di Enel Green Power, la General Membrane SpA, stava realizzando l'impianto.

Il CIS, per accertare le cause dell'incendio e per la valutazione dei danni, ha promosso un'azione di accertamento tecnico preventivo dinanzi al Tribunale di Nola.

Il consulente tecnico nominato dal Tribunale ha depositato la perizia finale nella quale ha indicato che le cause dell'incendio sono da attribuire probabilmente a fatto accidentale provocato dagli operai che stavano lavorando sul capannone interessato dall'incendio. La perizia inoltre quantifica i danni diretti subiti dal CIS in complessivi 3 milioni di euro.

In data 26 marzo 2012 si è sviluppato un secondo incendio su un altro dei capannoni di proprietà del CIS.

Primo arbitrato

In data 3 novembre 2012 il CIS ha avviato il procedimento arbitrale previsto dall'art. 21 del contratto di superficie stipulato con Enel Green Power. Con l'atto di accesso all'arbitrato, il CIS ha chiesto la condanna di Enel Green Power SpA al pagamento della somma di circa 7 milioni di euro in relazione al primo incendio oltre ai danni all'immagine per un importo compreso tra 30 e 70 milioni di euro.

Il 5 aprile 2013 Enel Green Power si è costituita nel procedimento arbitrale proponendo una domanda riconvenzionale di circa 44 milioni di euro per danni subiti sia dall'incendio del 22 aprile 2011 sia da quello del 26 marzo 2012, nonché dall'illegittimo comportamento del CIS che, con il proprio comportamento ostruzionistico, ha ritardato i lavori di costruzione dell'impianto, impedendo a Enel Green Power di aggiudicarsi le tariffe incentivanti di maggior favore.

Nell'ambito di detto procedimento Enel Green Power ha chiesto e ottenuto dal collegio arbitrale la nomina di un consulente tecnico di ufficio (CTU) per accertare le responsabilità dell'incendio del 22 aprile 2011. Il CTU ha depositato la propria perizia nel mese di dicembre 2013 e, all'udienza del

28 aprile 2014, le parti hanno precisato le proprie conclusioni.

Il lodo è stato depositato il 31 gennaio 2015.

La decisione del collegio arbitrale ha evidenziato un concorso di colpa del CIS e di Enel Green Power condannando Enel Green Power al pagamento in favore del CIS dell'importo di circa 2,5 milioni, pari alla metà dei danni ammessi al risarcimento.

Per i danni subiti da Enel Green Power il collegio ha dichiarato la responsabilità dell'impresa appaltatrice alla quale Enel Green Power dovrà chiedere il risarcimento (vedi nota successiva su contenzioso con General Membrane).

Secondo arbitrato

In data 23 maggio 2014 il CIS e Interporto Campano hanno avviato un secondo procedimento arbitrale nei confronti di Enel Green Power per chiedere la risoluzione del contratto di superficie e del contratto di locazione ultranovennale stipulati rispettivamente in data 4 agosto 2010 e 4 dicembre 2009, oltre al risarcimento di danni subiti a seguito di asseriti inadempimenti contrattuali da parte di Enel Green Power quantificati in circa 65 milioni di euro, di cui circa 35 milioni di euro per i costi dello smontaggio degli impianti fotovoltaici.

Enel Green Power, in data 12 giugno 2014, si è costituita nel giudizio, eccependo preliminarmente l'incompetenza del collegio arbitrale (ha rilevato infatti l'impossibilità di procedere con un unico collegio a fronte di due distinti contratti che prevedono distinte obbligazioni) e, in caso di non accoglimento della predetta eccezione, ha chiesto il rigetto delle domande attoree e, in via riconvenzionale, la condanna delle attrici al risarcimento dei danni subiti pari a circa 40 milioni di euro, di cui circa 26 milioni di euro per la perdita delle tariffe incentivanti di maggior favore che sarebbero venute a scadere il 27 agosto 2012.

In data 4 settembre 2014 il collegio arbitrale si è costituito. All'udienza del 12 gennaio 2015 il collegio arbitrale si è riservato in merito all'eccezione di incompetenza e ha concesso alle parti il termine del 30 gennaio 2015 per deposito note illustrative e alla sola Enel Green Power il medesimo termine per il deposito di eventuali documenti.

Procedimenti cautelari

Il CIS e Interporto Campano, sostenendo che Enel Green Power non avesse ottemperato all'esecuzione dei lavori disposti con Ordinanza Cautelare dal Tribunale di Nola del dicembre 2013, nel settembre 2014 hanno chiesto al Tribunale l'emissione in via d'urgenza di un provvedimento per l'attuazione dei lavori.

Con tale ricorso il CIS e Interporto hanno altresì chiesto che nelle more dell'esecuzione dei lavori venisse disposta la disattivazione degli impianti fotovoltaici.

Enel Green Power si è costituita in giudizio e all'udienza del 9 ottobre 2014 il giudice ha nominato il consulente tecnico al fine di verificare l'effettivo avanzamento dei lavori.

All'udienza del 23 dicembre 2014 il giudice, su parere conforme del CTU ha accolto la richiesta formulata in udienza da Enel Green Power di ridefinire il cronoprogramma dei lavori (provvedendo a disporre una disattivazione concordata degli impianti limitatamente a quelle porzioni sulle quali venivano effettuati i lavori).

Enel Green Power SpA contro General Membrane (giudizio connesso al primo arbitrato di cui al punto precedente)

Enel Green Power in data 1° marzo 2013 ha iniziato dinanzi al Tribunale Civile di Roma un giudizio contro General Membrane, quale appaltatrice e mandataria del Raggruppamento Temporaneo delle imprese che hanno realizzato la costruzione dell'impianto fotovoltaico presso il CIS, al fine di ottenere il risarcimento dei danni subiti a seguito dell'incendio verificatosi in data 22 aprile 2011.

L'importo dei danni richiesto da Enel Green Power nell'ambito di detto procedimento è di circa 16 milioni di euro.

La società appaltatrice si è costituita in giudizio sostenendo di non avere responsabilità nell'evento dannoso e ha chiesto a Enel Green Power il pagamento di circa 9 milioni di euro a titolo di risarcimento danni.

Il giudice in data 12 febbraio 2015 ha rinviato la causa per precisazione delle conclusioni all'udienza del 28 febbraio 2017.

Ministero dell'Ambiente contro Enel Green Power SpA

In data 18 febbraio 2014 Enel Green Power ha ricevuto dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del

Mare (il "Ministero") un atto di citazione volto a ottenere il risarcimento dei danni all'ambiente a causa del mancato rilascio da parte degli impianti proprietà di Enel Green Power del c.d. "Deflusso Minimo Vitale" del fiume Piave nel periodo 2002-2004.

La domanda di risarcimento è stata formulata genericamente in circa 13 milioni di euro.

La causa è stata promossa anche contro la società Enel Produzione SpA, proprietaria di alcuni asset idroelettrici che attingono acqua dal medesimo fiume Piave, nonché nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Green Power ed Enel Produzione che, all'epoca dei fatti, si erano succeduti nella qualità di responsabili dell'esercizio e manutenzione delle centrali idroelettriche interessate.

Nei confronti di tali dipendenti era stato promosso anche un giudizio penale che si è concluso nel maggio del 2013 con l'assoluzione di tutti gli imputati da parte della Corte di Appello di Venezia.

All'udienza del 4 luglio 2014 il Tribunale ha rinviato la causa al 9 gennaio 2015 per adempimenti relativi alla notifica degli atti.

A seguito della costituzione in giudizio di uno dei dipendenti di Enel Green Power il Tribunale Civile di Venezia ha accolto la richiesta di chiamata in giudizio della compagnia assicurativa del Gruppo Enel e ha rinviato la prima udienza di comparizione delle parti al 10 aprile 2015.

Bagnore 4

In data 22 novembre 2012 il WWF Italia, il Forum Ambientalista e Italia Nostra hanno presentato ricorso al TAR della Toscana chiedendo l'annullamento:

- > della delibera della Giunta della Regione Toscana con cui è stata dato giudizio positivo alla valutazione di impatto ambientale (VIA) relativa alla costruzione e all'esercizio della centrale geotermica denominata Bagnore 4, nonché
- > della connessa e successiva Autorizzazione Unica rilasciata dalla Regione Toscana.

Con sentenza del 20 gennaio 2014, il TAR della Toscana ha respinto il ricorso avverso la pronuncia positiva di compatibilità ambientale dell'opera (VIA), mentre ha accolto il ricorso (nello specifico quello proposto dal WWF Italia e Italia Nostra) avverso l'Autorizzazione Unica, che, per l'effetto, è stata annullata (in particolare, il Giudice Amministrativo ha ritenuto che l'Autorizzazione Unica era stata rilasciata dalla Regione senza aver verificato l'ottemperanza ad alcune prescrizioni previste dalla VIA).

Visto l'esito del giudizio, il 23 gennaio 2014 Enel Green Power ha inoltrato alla Regione Toscana un'istanza per ottenere una nuova Autorizzazione Unica, chiedendo la verifica dell'ottemperanza nel frattempo avvenuta alle contestate prescrizioni.

Sulla base della verifica di tale ottemperanza effettuata in un'apposita Conferenza di Servizi, la Regione Toscana ha rilasciato a Enel Green Power una nuova Autorizzazione Unica, e quest'ultima ha quindi provveduto a costruire la nuova centrale, operativa dal dicembre 2014.

Nel mese di luglio 2014 il WWF Italia e il Forum Ambientalista hanno promosso appello avverso la sentenza del TAR chiedendo in particolare la riforma della sentenza nella parte in cui ha respinto le censure avverso la pronuncia di compatibilità ambientale dell'opera (VIA).

In data 26 agosto 2014 il Consiglio di Stato ha rigettato la richiesta di sospensione cautelare dell'efficacia della sentenza di primo grado e ha rinviato all'udienza del 10 marzo 2015 per la discussione della causa.

Enel Green Power sostiene, in via pregiudiziale, che il ricorso sia inammissibile.

Contenziosi Enel.si

In base all'accordo di cessione di Enel.si a Enel Energia SpA, Enel Green Power si è impegnata a mallevare Enel.si per eventuali danni relativi alle attività pregresse e continuerà a essere beneficiaria di eventuali sopravvenienze relative a giudizi pendenti alla data del 1° luglio 2013. Vengono qui di seguito elencati i giudizi passivi di Enel.si di pertinenza di Enel Green Power.

> Enel.si ha effettuato presso la Dogana di Piacenza, negli anni dal 2007 al 2012, importazioni di pannelli fotovoltaici assolvendo l'IVA mediante applicazione dell'aliquota agevolata del 10% prevista per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica al n. 127 *quinquies* della Tabella A - Parte Terza, allegata al decreto del Presidente della Repubblica 633/1972.

La Dogana di Piacenza, a seguito dell'attività di revisione delle bollette doganali d'importazione di pannelli fotovoltaici, svolta ai sensi degli artt. 78, par. II, del Regolamento CEE 2973/1992 e 11 del decreto legislativo 374/1990, ha notificato a Enel.si quattro atti di irrogazione sanzioni IVA nei confronti dello spedizioniere Bertola ma contrattualmente posti a carico di Enel.si per circa 8,7 milioni di euro; con gli avvisi è stata contestata l'applica-

zione dell'aliquota IVA agevolata del 10% nel presupposto che il pannello fotovoltaico non possa essere considerato un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica bensì un bene finito. Gli atti sono stati tutti impugnati e la Commissione Tributaria Provinciale di Piacenza ha emesso per ciascuno di essi sentenza favorevole alla società. L'Agenzia delle Dogane di Piacenza ha promosso appello dinanzi alla Commissione Tributaria Regionale di Bologna avverso le prime tre sentenze; Enel.si si è costituita in giudizio e per il primo atto la Commissione Tributaria Regionale di Bologna ha emesso sentenza favorevole alla società, per gli altri siamo in attesa di giudizio.

> Nel mese di aprile 2012 la Guardia di Finanza - Nucleo di Polizia Tributaria di Roma (Sezione Dogane e IVA Intracomunitaria) ha aperto una verifica fiscale nei confronti della società avente principalmente a oggetto il rispetto della normativa in materia doganale con riferimento agli acquisti, alle cessioni, alle importazioni e alle esportazioni in ambito nazionale, UE ed extra UE per gli esercizi 2007-2012 (mese di aprile).

A fronte del verbale emesso dalla Guardia di Finanza, l'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale del Lazio - ha notificato a Enel.si tre atti di contestazione di sanzioni riferiti alle annualità oggetto di verifica (2007-2012, fino al 2 aprile) per 16,5 milioni di euro. Gli atti sono stati tutti impugnati e per due di essi la Commissione Tributaria Provinciale di Roma ha emesso sentenza favorevole alla società, mentre per il rimanente siamo in attesa di giudizio.

A seguito sempre del citato verbale la Dogana di Roma ha notificato a Enel.si un atto di irrogazione delle sanzioni per 1,2 milioni di euro e tre avvisi per un valore complessivo di 4,4 milioni di euro, tutti impugnati presso la Commissione Provinciale di Roma e per i quali siamo in attesa di giudizio.

Enel.si ritiene che l'applicazione dell'aliquota IVA al 10% è pienamente legittimata dalla risposta favorevole resa alla società nel corso del 2008 dall'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale del Lazio - all'istanza di interpello presentata dalla società. La Direzione Regionale del Lazio ha, infatti, espressamente confermato l'applicabilità dell'aliquota IVA del 10%, sulla base di un accertamento tecnico reso dal Politecnico di Milano, allegato alla detta istanza, con il quale è stata espressamente riconosciuta al modulo fotovoltaico la natura di impianto di generazione di energia elettrica di piccola potenza e a bassa tensione.

Ulteriore conferma della correttezza dell'operato della società è data dalle sentenze favorevoli della Commissione Tributaria Provinciale di Piacenza n. 63/01/12, n. 2/01/13, n. 42/01/13 e n. 54/01/15, della Commissione Tributaria Regionale di Bologna n. 1576/14 e della Commissione Tri-

butaria Provinciale di Roma n. 928/13/15 e n. 3158/06/15. Ciò considerato, alla luce dell'interpello e delle prime pronunce favorevoli della Commissione Tributaria Provinciale di Piacenza, il rischio di soccombenza della società allo stato deve considerarsi remoto.

51. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio⁽¹⁹⁾

Enel Green Power estende l'accordo quadro con Vestas per lo sviluppo di ulteriore capacità eolica negli 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 negli Stati Uniti 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.

L'estensione dell'accordo conferma l'impegno di Enel Green Power nel proseguire la sua crescita nel mercato eolico statunitense. La capacità ancora da sviluppare prevista dall'accordo originario, unitamente a quella inclusa nell'estensione, consentirà a EGP NA la qualificazione per i "Federal Production Tax Credit" (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 recente decisione del Congresso statunitense di estendere i PTC, come parte del "Tax Increase Prevention Act" del 2014, divenuto legge il mese scorso.

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 90.000 famiglie brasiliane, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 5.000 tonnellate di CO₂ all'anno.

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

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.

(19) Si segnala che la data di riferimento è relativa alla data del comunicato stampa.

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, evitando così l'emissione in atmosfera di quasi 9.000 tonnellate di CO₂ all'anno. Per la realizzazione degli impianti è richiesto un investimento di oltre 11 milioni di euro. Il parco sarà costruito vicino a quello di Potenza-Pietragalla, già in esercizio dal 2012, che, con una capacità installata di 18 MW, è in grado di produrre oltre 39 milioni di kWh l'anno.

L'impianto godrà per i prossimi 20 anni di una tariffa incentivata che Enel Green Power si è aggiudicata attraverso la partecipazione all'asta dedicata del 2014.

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 nord-est 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 53.000 tonnellate di CO₂.

L'energia prodotta dal complesso eolico sarà venduta attraverso contratti di fornitura prevalentemente al mercato regolato. Il complesso eolico, detenuto da Parque Eólico Serra Azul Ltda, società controllata da Enel Brasil Participações Ltda, sarà completato ed entrerà in esercizio entro il 2015.

La realizzazione del complesso eolico, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel piano industriale 2014-2018 di Enel Green Power, ha richiesto un investimento complessivo di circa 220 milioni di dollari statunitensi, parzialmente

coperto da un finanziamento di IFC (International Finance Corporation), membro del World Bank Group, e da un finanziamento di Itaú Unibanco SA, correlati alla costruzione di parchi eolici nel nord-est 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. L'energia prodotta da Sureste I-Phase II sarà consegnata alla rete di trasmissione nazionale messicana attraverso una sottostazione elettrica Ixtepec Potencia, situata in prossimità dell'impianto.

Enel Green Power si è aggiudicata il diritto a costruire Sureste I-Phase II in una gara pubblica per External Energy Producer 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, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel piano industriale 2014-2018 di Enel Green Power, ha richiesto un investimento complessivo di quasi 160 milioni di dollari statunitensi.

Al via i lavori per tre nuovi impianti in Sudafrica

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

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 53.000 famiglie sudafricane, ed eviterà l'emissione in atmosfera di oltre 153.000 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 48.000 famiglie sudafricane, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 140.000 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 38.000 famiglie sudafricane, evitando così ogni anno l'emissione in atmosfera di oltre 111.000 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 (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme) per le energie rinnovabili, promossa dal Governo sudafricano. Nella medesima gara, oltre ai tre progetti, Enel Green Power si è aggiudicata il diritto a costruire il parco fotovoltaico di Pulida, con una capacità installata di 82,5 MW, quello eolico di Gibson Bay, con una capacità installata di 111 MW, e quello eolico di Cookhouse/Nojoli, con una capacità installata di 88 MW. La realizzazione di questi progetti è in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel piano industriale 2014-2018 di Enel Green Power.

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, 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 60.000 famiglie cilene, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 130.000 tonnellate di CO₂.

La realizzazione del parco eolico, in linea con gli obiettivi di crescita stabiliti nel piano industriale 2014-2018 di Enel Green Power, 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. L'energia prodotta sarà consegnata alla rete di trasmissione dello stesso SIC.

L'impianto è situato nella regione di Coquimbo, di fronte al parco di Talinay Oriente (90 MW), già operativo dal 2013.

Acquisizione 100% 3SUN Srl

6 marzo 2015 - Enel Green Power SpA ha incrementato la propria partecipazione al capitale di 3SUN Srl, joint venture paritetica tra Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics, dal 33,33% al 100% rilevando le partecipazioni detenute dai venturer Sharp Corporation (33,33%) e STMicroelectronics (33,33%).

Il prezzo concordato per l'acquisizione delle quote del 33,33% ciascuna e dei crediti finanziari detenuti dai venturer è stato pari a 1 euro.

STMicroelectronics ha versato a Enel Green Power SpA l'importo di 11,5 milioni di euro, inizialmente concordato in 15 milioni di euro, a titolo di disimpegno di STMicroelectronics da ogni obbligo associato alla partecipazione alla joint venture e nei confronti di Enel Green Power SpA.

L'operazione si è conclusa con il consenso delle banche finanziatrici di 3SUN Srl alla cessione delle quote e all'acquisizione da parte di Enel Green Power dei crediti dalle stesse vantati nei confronti di 3SUN Srl, complessivamente pari a 134 milioni di euro.

Successivamente, il 12 marzo 2015, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA ha deliberato la ricapitalizzazione di 3SUN Srl per un importo complessivo pari a 449 milioni di euro effettuato tramite rinuncia ai crediti in essere (149 milioni di euro) e tramite versamento (300 milioni di euro).

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 del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014, 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 SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 *bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel Green Power e
 - b. l'effettiva applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2014 e il 31 dicembre 2014.
2. Al riguardo si segnala che:
 - a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato 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);
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, inserita nella Relazione finanziaria annuale 2014 e che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 12 marzo 2015

Francesco Venturini
Amministratore Delegato
di Enel Green Power SpA

Giulio Antonio Carone
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel Green Power SpA



Relazioni

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2014 del Gruppo Enel Green Power

Relazione della società di revisione ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39

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

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, della Enel Green Power S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Enel Green Power") chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

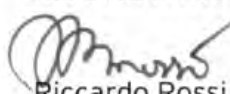
Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e lo stato patrimoniale al 1 gennaio 2013. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale al 1 gennaio 2013, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le relazioni di revisione rispettivamente in data 9 aprile 2014 ed in data 2 aprile 2013. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2014.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel Green Power per l'esercizio chiuso a tale data.

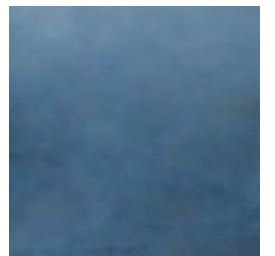
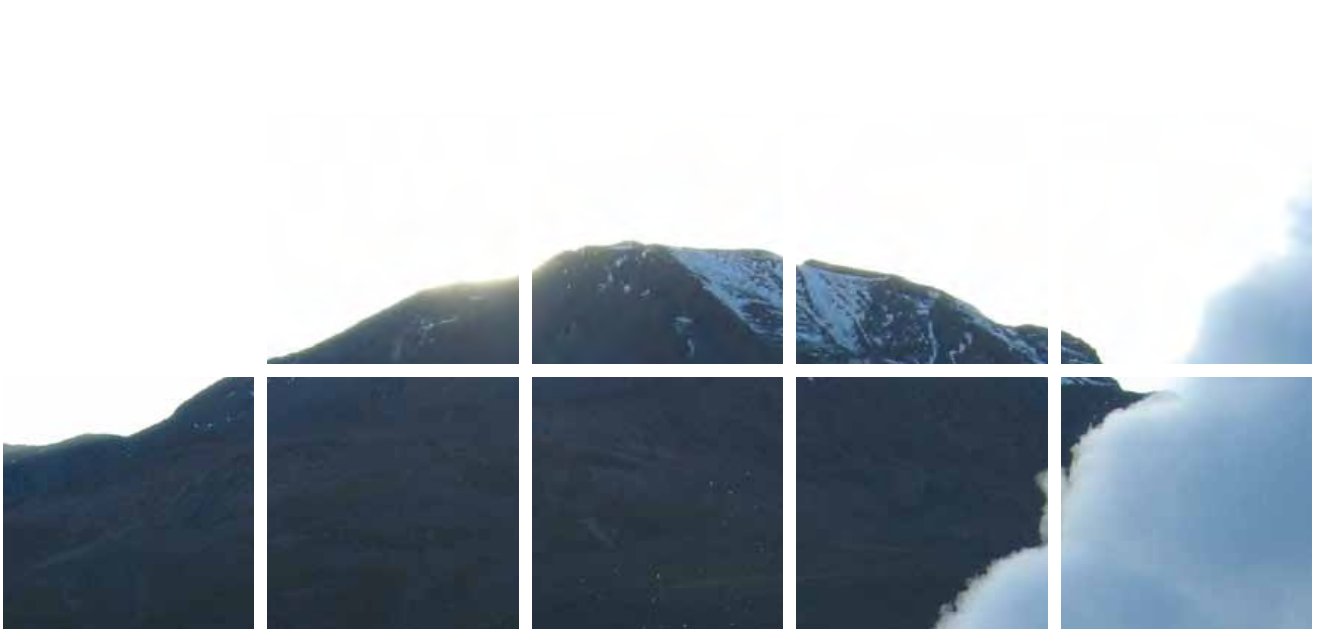
4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione *Governance* del sito internet della Enel Green Power S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014.

Roma, 8 aprile 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.



Riccardo Rossi
(Socio)







Bilancio
di esercizio

Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2014	di cui con parti correlate	2013 restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate
Ricavi e proventi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5	870.556.093	870.544.746	958.552.496	958.552.496
Altri ricavi e proventi	6	608.492.636	340.519.581	315.867.338	301.943.286
	<i>[Subtotale]</i>	1.479.048.729		1.274.419.834	
Costi					
Acquisto di energia elettrica	7	37.100.288	37.086.214	26.639.364	26.625.308
Servizi e altri materiali	8	259.304.227	134.224.127	271.042.637	117.806.202
Costo del personale	9	146.557.162		140.739.089	376
Ammortamenti e perdite di valore	10	303.339.327		343.451.875	
Altri costi operativi	11	68.611.115	2.514	44.897.519	45.231
Costi per lavori interni capitalizzati	12	(30.426.743)		(32.071.404)	
	<i>[Subtotale]</i>	784.485.376		794.699.080	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	13	74.049.185	74.049.185	22.483.464	22.483.464
Utile operativo		768.612.538		502.204.218	
Proventi da partecipazioni	14	38.576.283	38.576.283	39.328.890	39.328.890
Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	15	(16.427.201)	<i>(16.427.201)</i>	(10.426.781)	<i>(10.426.782)</i>
Altri proventi/(oneri) finanziari netti	16	(94.932.347)	<i>(77.437.131)</i>	(107.559.911)	<i>(90.092.242)</i>
	<i>[Subtotale]</i>	(72.783.265)		(78.657.802)	
Utile prima delle imposte		695.829.273		423.546.416	
Imposte	17	(260.457.047)		(204.267.324)	
Risultato delle continuing operations		435.372.226		219.279.092	
Risultato delle discontinued operations	18	(4.335.025)		70.562.756	
Utile dell'esercizio		431.037.201		289.841.848	

(1) Per il dettaglio si rinvia al paragrafo "Principi contabili e criteri di valutazione".

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro

	2014	2013 restated ⁽¹⁾
Utile dell'esercizio	431.037.201	289.841.848
<i>Altre componenti di Conto economico complessivo:</i>		
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(2.845.985)	(2.349.502)
Altre componenti di Conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (a)	(2.845.985)	(2.349.502)
Utili/(Perdite) su derivati cash flow hedge	(20.000.965)	10.106.101
Altre componenti di Conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/(perdita) dell'esercizio (b)	(20.000.965)	10.106.101
Utile/(Perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale) (a+b)	(22.846.950)	7.756.599
Totale utile rilevato nell'esercizio	408.190.251	297.598.447

(1) Per il dettaglio si rinvia al paragrafo "Principi contabili e criteri di valutazione".

Stato patrimoniale

Euro	Note				
ATTIVITÀ		al 31.12.2014	<i>di cui con parti correlate</i>	al 31.12.2013 restated ⁽¹⁾	<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	19	4.847.103.496		4.774.332.378	
Attività immateriali	20	28.125.101		20.336.493	
Avviamento	21	6.370.310		5.987.807	
Attività per imposte anticipate	22	136.035.609		143.572.535	
Partecipazioni	23	4.592.561.676		5.093.557.732	
Derivati	24	2.268.421	2.268.421	6.276.026	6.276.026
Altre attività finanziarie non correnti	25	27.208.189	24.655.532	20.512.151	17.871.114
Altre attività non correnti	26	8.690.825	2.766.078	9.724.878	2.711.841
	<i>[Totale]</i>	9.648.363.627		10.074.300.000	
Attività correnti					
Rimanenze	27	89.045.755		42.987.396	
Crediti commerciali	28	358.426.735	328.680.940	408.221.030	398.655.699
Crediti per imposte sul reddito	29	2.625.243	433	3.483.647	444
Derivati	24	10.539.952	10.539.952		
Altre attività finanziarie correnti	30	792.979.731	792.690.078	49.965.680	49.676.027
Altre attività correnti	31	208.893.324	118.238.011	146.539.593	104.965.210
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	19.020.067		8.700.271	
	<i>[Totale]</i>	1.481.530.807		659.897.617	
TOTALE ATTIVO		11.129.894.434		10.734.197.617	

(1) Per il dettaglio si rinvia al paragrafo "Principi contabili e criteri di valutazione".

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2014	<i>di cui con parti correlate</i>	al 31.12.2013 restated ⁽¹⁾	<i>di cui con parti correlate</i>
Capitale sociale		1.000.000.000		1.000.000.000	
Altre riserve		4.642.735.941		4.663.620.729	
Utili e perdite accumulati		824.202.673		694.360.826	
Utile dell'esercizio		431.037.201		289.841.848	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	33	6.897.975.815		6.647.823.403	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	34	1.956.298.130	1.200.000.000	1.999.745.454	1.200.000.000
TFR e altri benefici ai dipendenti	35	39.219.189		44.146.156	
Fondi rischi e oneri	36	60.256.528		67.463.859	
Passività per imposte differite	22	9.475.171		10.085.890	
Derivati	24	51.924.721	47.909.736	14.512.083	12.246.961
Altre passività non correnti	37	55.328.890		60.872.642	
	<i>[Totale]</i>	2.172.502.629		2.196.826.084	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	34	1.567.883.542	1.562.406.998	1.341.614.632	1.336.443.299
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	34	55.089.067		44.872.727	
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	36	16.251.888		12.171.252	
Debiti commerciali	38	247.129.469	122.259.342	315.118.827	153.590.470
Debiti per imposte sul reddito	39	30.844.325	30.527.563	5.888.504	3.470.062
Derivati	24	5.171.413	5.171.413	2.318.925	2.318.925
Altre passività finanziarie correnti	40	30.202.287	27.532.916	29.675.411	27.770.663
Altre passività correnti	42	106.843.999	5.946.308	137.887.852	45.474.856
	<i>[Totale]</i>	2.059.415.990		1.889.548.130	
TOTALE PASSIVITÀ		4.231.918.619		4.086.374.214	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		11.129.894.434		10.734.197.617	

(1) Per il dettaglio si rinvia al paragrafo "Principi contabili e criteri di valutazione".

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Euro

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva di rivalutazione
Al 1° gennaio 2013 restated	1.000.000.000	200.000.000	137.963.823
Effetto di applicazione IAS 19/R	-	-	-
Riparto utile 2012			
Distribuzione dividendi	-	-	-
Utili portati a nuovo	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio			
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	-	-	-
Utile dell'esercizio	-	-	-
Arrotondamento	-	-	-
Al 31 dicembre 2013 restated⁽¹⁾	1.000.000.000	200.000.000	137.963.823
Altri movimenti			
Riparto utile 2013			
Distribuzione dividendi	-	-	-
Utili portati a nuovo	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio			
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	-	-	-
Utile dell'esercizio	-	-	-
Al 31 dicembre 2014	1.000.000.000	200.000.000	137.963.823

(1) Per il dettaglio si rinvia al paragrafo "Principi contabili e criteri di valutazione".

Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva da rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	Altre riserve	Utili/(Perdite) accumulati	Utile dell'esercizio	Totale patrimonio netto
(15.553.624)	(2.380.854)	4.335.834.785	614.117.196	209.743.629	6.479.724.955
-	-	-	(25.792.362)	25.792.362	-
-	-	-	-	(129.500.000)	(129.500.000)
-	-	-	106.035.991	(106.035.991)	-
10.106.101	(2.349.502)	-	-	-	7.756.599
-	-	-	-	289.841.848	289.841.848
-	-	-	1	-	1
(5.447.523)	(4.730.356)	4.335.834.785	694.360.826	289.841.848	6.647.823.403
-	-	1.962.162	(1)	-	1.962.161
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	(160.000.000)	(160.000.000)
-	-	-	129.841.848	(129.841.848)	-
(20.000.965)	(2.845.985)	-	-	-	(22.846.950)
-	-	-	-	431.037.201	431.037.201
(25.448.488)	(7.576.341)	4.337.796.947	824.202.673	431.037.201	6.897.975.815

Rendiconto finanziario

Euro		Note			
		2014	di cui con parti correlate	2013 restated ⁽¹⁾	di cui con parti correlate
Utile prima delle imposte		695.829.273		423.546.416	
Utile/(Perdita) prima delle imposte delle discontinued operations		(4.335.025)		71.929.415	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore	10	301.507.795		343.451.875	
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		18.289.397		2.043.906	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	14	(38.576.283)	(38.576.283)	(39.328.890)	(39.328.890)
(Proventi)/Oneri finanziari netti da contratti derivati e altri oneri finanziari netti		111.359.547	93.864.332	117.986.692	100.519.024
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(207.599.680)	(207.599.680)	(68.075.882)	(68.075.882)
<i>Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>		<i>876.475.024</i>		<i>851.553.532</i>	
<i>- di cui discontinued operations</i>		<i>4.335.025</i>		<i>(71.929.415)</i>	
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		(28.209.021)		(15.297.004)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(42.708.359)		(27.973.607)	
(Incremento)/Decremento crediti e debiti commerciali	28, 38	(34.009.448)	38.643.632	(163.692.418)	119.436.025
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		(166.759.122)	5.234.195	(91.983.083)	(42.937.631)
Interessi attivi/(passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)		(24.859.563)		(23.445.157)	
Dividendi incassati da società controllate, collegate e altre imprese	14	37.416.367	37.416.367	36.959.359	36.959.359
Imposte pagate		(204.193.612)	(129.599.505)	(196.585.429)	(165.458.453)
Flusso di cassa da attività operativa (a)		413.152.266		369.536.193	
<i>- di cui discontinued operations</i>		<i>-</i>		<i>-</i>	
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	19	(268.654.680)		(293.767.308)	
Investimenti in attività immateriali	20	(16.031.964)		(11.912.879)	
Disinvestimenti in attività materiali e immateriali	19, 20	-		49.090.343	
Investimenti in partecipazioni	23	411.332.773	411.332.773	(594.355.843)	(594.355.843)
Rimborsi di partecipazioni	23	(652.454.710)	(652.454.710)	-	
Cessioni di partecipazioni	23	223.679.073		85.629.415	
Flusso di cassa da attività di investimento (b)		(302.129.508)		(765.316.272)	
<i>- di cui discontinued operations</i>		<i>-</i>		<i>76.429.415</i>	
Nuove emissioni/(rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine		(33.230.984)		(40.495.055)	
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti/(crediti) finanziari	25, 30, 34	(559.926.688)	(559.926.688)	566.927.709	618.840.213
Altre variazioni	25, 30, 34	652.454.710	652.454.710	-	
Dividendi pagati	33	(160.000.000)	(109.261.649)	(129.500.000)	(88.433.647)
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)		(100.702.962)		396.932.654	
<i>- di cui discontinued operations</i>		<i>(8.835.025)</i>		<i>-</i>	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		10.319.796		1.152.575	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		8.700.271		7.547.696	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio		19.020.067		8.700.271	

(1) Per il dettaglio si rinvia al paragrafo "Principi contabili e criteri di valutazione".

Note di commento

1

Forma e contenuto del bilancio

Enel Green Power SpA, che opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ha la forma giuridica di società per azioni e ha sede in Roma, viale Regina Margherita 125.

Enel Green Power SpA, in qualità di Capogruppo, ha predisposto il Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014, parte integrante della presente Relazione finanziaria annuale di cui all'art. 154 *ter*, comma 1, T.U. della Finanza (decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58). La Società ha durata prevista dallo Statuto fino al 31 dicembre 2100.

Gli Amministratori in data 12 marzo 2015 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014.

Il presente bilancio è assoggettato a revisione legale da parte della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA.

Base di presentazione

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Il Bilancio di esercizio è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal Rendiconto finanziario e dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione, qualora presenti, delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle eventuali discontinued operations.

Il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operations. Le transazioni per investimenti e finanziamenti che non implicano flussi finanziari (come per esempio la trasformazione di apporti di capitale a beneficio di società del Gruppo in componenti di debito) non sono rappresentate nel Rendiconto finanziario ma indicate nelle note di commento relative alle voci patrimoniali interessate da dette transazioni.

Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo "Principi contabili e criteri di valutazione" del Bilancio consolidato.

Il Bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci del Bilancio consolidato.

La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro, valuta funzionale della Società, e i valori riportati nelle Note di commento sono espressi in milioni di euro, salvo quando diversamente indicato.

Il Bilancio fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

2

Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili e i criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del Bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per le partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture che sono valutate al costo.

Per società controllate si intendono tutte le società di cui Enel Green Power SpA ha il controllo. Il controllo è ottenuto quando la società è esposta, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

Per società collegate si intendono le società su cui Enel Green Power SpA esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui Enel Green Power SpA detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette delle stesse. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Le partecipazioni in società controllate, collegate e a controllo congiunto sono valutate al costo di acquisto. Tale costo è comprensivo del fair value attribuito in sede di rilevazione delle componenti eventuali (contingent consideration). Eventuali successive variazioni di fair value e di dette componenti sono imputate a Conto economico. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza di Enel Green Power SpA ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

In caso di cessione, senza sostanza economica, di una partecipazione a una società sotto comune controllo, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del patrimonio netto.

I dividendi da partecipazioni sono rilevati a conto economico quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.

I dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati dall'Assemblea degli azionisti.

2.1 Rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013

A seguito delle mutate modalità di classificazione dei costi per acquisto energia, dei crediti finanziari verso controllate e joint venture e 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 del Bilancio, si è proceduto a effettuare delle riclassifiche agli schemi di Conto economico, Stato patrimoniale e Rendiconto finanziario, con l'obiettivo di maggiore comparabilità dei dati.

Con riferimento ai dati del Conto economico del 2013 si è proceduto alla riclassifica:

- (i) dei costi per materiali e apparecchi, pari a 45 milioni di euro, dalla voce "Materie prime e materiali di consumo" del Bilancio 2013 alla voce "Servizi e altri materiali";
- (ii) dei proventi finanziari su derivati, pari a 1 milione di euro, dalla voce "Proventi finanziari" del Bilancio 2013 alla voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati";
- (iii) degli oneri finanziari su derivati, pari a 11 milioni di euro, dalla voce "Oneri finanziari" del Bilancio 2013 alla voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

Con riferimento ai dati dello Stato patrimoniale, si è proceduto alla riclassifica:

- (i) dei derivati attivi non correnti/correnti, pari complessivamente a 13 milioni di euro, dalle voci "Attività finanziarie non correnti/correnti" del Bilancio 2013 alle voci "Derivati non correnti/correnti";
- (ii) dei derivati passivi non correnti/correnti, pari complessivamente a 57 milioni di euro, dalle voci "Passività finanziarie non correnti/correnti" del Bilancio 2013 alle voci "Derivati non correnti/correnti";
- (iii) dei crediti finanziari a medio-lungo termine verso controllate e joint venture, pari a 21 milioni di euro, dalla voce "Crediti finanziari e titoli a medio-lungo termine"

del Bilancio 2013 alla voce "Altre attività finanziarie non correnti";

- (iv) dei crediti finanziari a breve termine verso controllate e joint venture, pari a 49 milioni di euro, dalla voce "Crediti finanziari e titoli a breve termine" del Bilancio 2013 alla voce "Altre attività finanziarie correnti".

Le riclassificazioni di valore di attività e passività patrimoniali al 1° gennaio 2013, riportate di seguito, sono state ritenute non significative ai fini della presentazione dell'informativa aggiuntiva secondo le modalità previste da IAS 1.41 lett. b):

- (i) derivati attivi non correnti/correnti, pari complessivamente a 3 milioni di euro, dalle voci "Attività finanziarie non correnti/correnti" del Bilancio 2013 alle voci "Derivati non correnti/correnti";
- (ii) derivati passivi non correnti/correnti, pari complessivamente a 29 milioni di euro, dalle voci "Passività finanziarie non correnti/correnti" del Bilancio 2013 alle voci "Derivati non correnti/correnti";
- (iii) crediti finanziari a medio-lungo termine verso controllate e joint venture, pari a 23 milioni di euro, dalla voce "Crediti finanziari e titoli a medio-lungo termine" del Bilancio 2013 alla voce "Altre attività finanziarie correnti";
- (iv) crediti finanziari a breve termine verso controllate e joint venture, pari a 41 milioni di euro, dalla voce "Crediti finanziari e titoli a breve termine" del Bilancio 2013 alla voce "Altre attività finanziarie correnti".

3

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato, a meno dei principi che non trovano applicazione ai fini della redazione del Bilancio separato.

4

Aggregazioni aziendali dell'esercizio 2014

Come già commentato nei "Fatti di rilievo del 2014", il 1° dicembre 2014 ha avuto efficacia reale la fusione delle società Enel Green Power Cutro Srl ed Enel Green Power Canaro Srl, titolari rispettivamente di un impianto eolico e solare in operation.

Gli effetti contabili e fiscali, invece, sono stati imputati al bilancio della società incorporante con efficacia retroattiva al 1° gennaio 2014.

L'operazione ha consentito di raggiungere una maggiore efficienza operativa e una semplificazione dei processi amministrativi, con conseguente riduzione dei costi di gestione. Tenuto conto che Enel Green Power SpA controllava interamente Enel Green Power Canaro Srl ed Enel Green Power Cutro Srl, la fusione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in via semplificata, così come previsto dall'art. 2505 del codice civile e dall'art. 19 dello Statuto sociale.

Trattandosi di una fusione semplificata, Enel Green Power non ha proceduto ad alcun aumento del proprio capitale sociale né ha assegnato – ai sensi dell'art. 2504 *ter* del codice civile – azioni in sostituzione delle partecipazioni detenute nelle società oggetto di incorporazione, le quali sono state annullate senza concambio in esito alla fusione.

L'operazione non ha superato i limiti di significatività previsti al punto 9 del Regolamento CE 809/2004 e pertanto non si è proceduto alla redazione dei dati *pro forma*.

Le fusioni hanno comportato la rilevazione di un disavanzo da fusione pari a 0,4 milioni di euro relativamente alla società Enel Green Power Canaro Srl e di un avanzo da fusione pari a 2 milioni di euro, rilevato tra le riserve di patrimonio netto, relativamente alla società Enel Green Power Cutro Srl.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi e proventi

5. Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 871 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Energia	770	770	865	865	(95)
Altre vendite e prestazioni di servizi	101	101	94	94	7
Totale	871		959		(88)

I ricavi per "Energia", pari a 770 milioni di euro (865 milioni di euro nel 2013 restated) e interamente riferibili a parti correlate, riflettono i quantitativi di energia venduti nell'esercizio, pari a 13.867 GWh (12.905 GWh nel 2013 restated), e si riferiscono principalmente:

- > per 526 milioni di euro a 9.979 GWh di energia venduti in Borsa (414 milioni di euro a 6.206 GWh nel 2013 restated);
- > per 187 milioni di euro a 3.504 GWh di energia venduti a Enel Trade SpA tramite contratti bilaterali (399 milioni di euro e 6.254 GWh nel 2013 restated);
- > per 24 milioni di euro a 383 GWh venduti al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) a prezzo incentivato (25 milioni di euro a 296 GWh nel 2013 restated).

I ricavi per energia comprendono, inoltre, per 24 milioni di euro i ricavi da Conto Energia (18 milioni di euro nel 2013 restated) e per 3 milioni di euro i ricavi per il Corrispettivo Cor-

retta Previsione, CCP (5 milioni di euro nel 2013 restated), introdotto con la delibera AEEG 5/2010 al fine di incentivare la corretta pianificazione delle immissioni in rete da parte dei produttori da fonti rinnovabili.

La voce "Altre vendite e prestazioni di servizi", pari a 101 milioni di euro (94 milioni di euro nel 2013 restated), si riferisce:

- > per 65 milioni di euro alle attività connesse alla progettazione, realizzazione e messa in esercizio degli impianti a favore delle società controllate (62 milioni di euro nel 2013 restated);
- > per 33 milioni di euro ai ricavi per management fee e altri servizi di coordinamento effettuati per le società controllate (32 milioni di euro nel 2013 restated).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono così suddivisi per area geografica:

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Italia	795	889	(94)
Europa	15	17	(2)
Nord America	15	14	1
Centro e Sud America	46	38	8
Sudafrica	-	1	(1)
Totale	871	959	(88)

6. Altri ricavi - Euro 608 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Certificati verdi	334	334	295	295	39
Altri ricavi e proventi	274	7	21	7	253
Totale	608		316		292

La voce "Certificati verdi", pari a 334 milioni di euro (comprensivi di una sopravvenienza passiva di 2 milioni di euro), si riferisce ai ricavi per certificati verdi assegnati su 3.457 GWh di energia prodotta da impianti qualificati IAFR (295 milioni di euro i ricavi per certificati verdi assegnati su 3.346 GWh nel 2013 restated).

Tali ricavi sono attribuibili per 155 milioni di euro ai 1.605 GWh prodotti da impianti geotermoelettrici (137 milioni di euro per 1.589 GWh nel 2013 restated), per 97 milioni di euro ai 977 GWh prodotti da impianti eolici (87 milioni di euro per 958 GWh nel 2013 restated) e per 85 milioni di euro ai 876 GWh prodotti da impianti idroelettrici (73 milioni di euro per 799 GWh nel 2013 restated).

Tali ricavi si riferiscono:

- > per 132 milioni di euro a certificati verdi venduti a terzi (a un prezzo medio unitario di 96,96 euro/MWh);
- > per 96 milioni di euro a certificati verdi ritirati dal GSE (a un prezzo unitario di 97,42 euro/MWh);
- > per 85 milioni di euro agli 870 GWh di certificati verdi maturati ma non ancora accreditati sul conto titoli di Enel Green Power SpA (valorizzati a un prezzo unitario di 97,42 euro/MWh);
- > per 23 milioni di euro ai 234 GWh di certificati verdi accreditati sul conto titoli di Enel Green Power SpA ma non ancora venduti (valorizzati a un prezzo medio unitario di 97,42 euro/MWh).

Costi

7. Acquisto di energia elettrica - Euro 37 milioni

La voce, pari a 37 milioni di euro (27 milioni di euro nel 2013 restated), si riferisce quasi interamente a rapporti con parti correlate; in particolare accoglie:

- > per 21 milioni di euro l'approvvigionamento da Terna SpA delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento (8 milioni di euro nel 2013 restated);
- > per 9 milioni di euro l'energia acquistata da Enel Energia SpA per il funzionamento dei servizi ausiliari di centrale, direttamente o indirettamente connessi alla produzio-

La voce "Altri ricavi e proventi" accoglie principalmente:

- > per 243 milioni di euro la plusvalenza realizzata a seguito della transazione con la società Inversiones Energéticas SA de Cv (INE), che ha previsto anche la cessione della partecipazione in LaGeo (148 milioni di euro), e l'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'"off take" della produzione della fabbrica di 3SUN Srl (95 milioni di euro);
- > per 6 milioni di euro il riaddebito dei costi del personale distaccato (invariato rispetto al 31 dicembre 2013 restated) principalmente alle controllate del Centro e Sud America (2 milioni di euro nel 2014 e nel 2013 restated), del Nord America (2 milioni di euro nel 2014 e 1 milione di euro nel 2013 restated) e a Enel Green Power España (1 milione di euro nel 2014 e 1 milione nel 2013 restated);
- > per 5 milioni di euro i corrispettivi ricevuti principalmente da terzi (enti, consorzi e acquedotti) per l'attingimento dell'acqua dalle centrali idroelettriche e dai bacini di proprietà di Enel Green Power SpA (invariati rispetto al 31 dicembre 2013 restated);
- > per 5 milioni di euro i proventi per cessione energia termica rilevati a fronte di contratti per teleriscaldamento con privati, aziende ed enti pubblici (invariati rispetto al 31 dicembre 2013 restated).

ne di energia elettrica, per i servizi di illuminazione e per la forza motrice (5 milioni di euro nel 2013 restated);

- > per 4 milioni di euro l'energia acquistata dal GME SpA (Gestore dei Mercati Energetici) (12 milioni di euro nel 2013 restated);

La variazione riflette sostanzialmente i maggiori costi per il dispacciamento da Terna SpA (9 milioni di euro).

8. Servizi e altri materiali - Euro 259 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Servizi	154	79	167	96	(13)
Godimento beni di terzi	56	3	59	5	(3)
Altri materiali	49	52	45	16	4
Totale	259		271		(12)
- di cui costi per materie prime capitalizzate	2		3		(1)

I costi per "Servizi" si riferiscono a società correlate per 79 milioni di euro (96 milioni di euro nel 2013 restated) e a terzi per 75 milioni di euro (71 milioni di euro nel 2013 restated).

I costi per servizi da società correlate si riferiscono principalmente:

- > per 21 milioni di euro ai costi per management fee e altri servizi di supporto prestati dalla controllante Enel SpA (22 milioni di euro nel 2013 restated);
- > per 27 milioni di euro ai servizi prestati dalla società Enel Servizi Srl relativi principalmente al "global service", ai servizi informatici, al service amministrativo e all'amministrazione del personale (28 milioni di euro nel 2013 restated);
- > per 7 milioni di euro ai servizi di energy management effettuati da Enel Produzione SpA (9 milioni di euro nel 2013 restated);
- > per 11 milioni di euro alle fee e ai corrispettivi riconosciuti al GME SpA per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto (21 milioni di euro nel 2013 restated).

I costi per servizi da terzi si riferiscono principalmente:

- > per 23 milioni di euro ai lavori di manutenzione e riparazione degli impianti (25 milioni di euro nel 2013 restated),

che comprendono anche i costi di realizzazione di impianti per le società controllate;

- > per 15 milioni di euro ai corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche, consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale, revisione contabile e altri costi (13 milioni di euro nel 2013 restated);
- > per 13 milioni di euro ai premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi (12 milioni di euro nel 2013 restated).

I costi per "Godimento beni di terzi" si riferiscono principalmente ai canoni di derivazione acque, ai canoni demaniali e ai sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico (53 milioni di euro nel 2014 e 54 milioni di euro nel 2013 restated).

La voce "Altri materiali" si riferisce per 25 milioni di euro a materiali per la realizzazione di impianti di altre società del Gruppo (15 milioni di euro nel 2013 restated), per 9 milioni di euro all'acquisto di reagenti per il funzionamento di alcuni impianti di produzione (10 milioni di euro nel 2013 restated) e per 6 milioni di euro all'acquisto di parti di ricambio principalmente per gli impianti di produzione geotermica (8 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

9. Costo del personale - Euro 147 milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Salari e stipendi	106	99	7
Oneri sociali	33	31	2
Trattamento di fine rapporto e altri benefici	6	6	-
Altri costi	2	5	(3)
Totale	147	141	6
- di cui capitalizzati	(26)	(25)	(1)

Il costo del personale ammonta complessivamente a 147 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 6 milioni di euro, in linea con la maggior consistenza media del personale (79 unità rispetto al 2013 restated).

La voce "Salari e stipendi", pari a 106 milioni di euro (99 milioni di euro nel 2013 restated), evidenzia un incremento per effetto del maggior costo medio e della maggiore consistenza media dell'esercizio.

La voce "Oneri sociali", pari a 33 milioni di euro (31 milioni di euro nel 2013 restated), presenta un incremento di 2 milioni di euro e si riferisce ai contributi corrisposti all'INPS e ad altri istituti minori per 30 milioni di euro (28 milioni di euro nel 2013 restated) e a piani a contributi definiti a carico dell'azienda per 3 milioni di euro (invariati rispetto al 2013 restated). In particolare, gli oneri sociali sono così composti:

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Oneri sociali su benefici a breve termine	30	28	2
INAIL	1	1	-
INPS	29	27	2
Oneri sociali su programmi a contributi definiti	3	3	-
Fopen	2	3	(1)
Fondenel	1	-	1
Totale	33	31	2

Nel prospetto che segue sono evidenziate la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2014.

	Consistenza			
	2014		2013 restated	
	Media	Finale	Media	Finale
Dirigenti	95	90	76	78
Quadri	277	282	284	289
Impiegati	892	898	895	889
Operai	708	702	638	671
Totale	1.972	1.972	1.893	1.927

10. Ammortamenti e perdite di valore - Euro 303 milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Ammortamenti delle attività materiali	280	261	19
Ammortamenti delle attività immateriali	8	7	1
Perdite e ripristini di valore delle partecipazioni	15	75	(60)
Totale	303	343	(40)
- di cui capitalizzati	2	4	(2)

Gli "Ammortamenti delle attività materiali" si riferiscono agli impianti di produzione per 245 milioni di euro (235 milioni di euro nel 2013 restated), ai fabbricati per 30 milioni di euro (24 milioni di euro nel 2013 restated) e ad altre attività materiali per 5 milioni di euro (2 milioni di euro nel 2013 restated). L'incremento degli ammortamenti della attività

materiali per complessivi 19 milioni di euro è dovuto principalmente agli ammortamenti degli impianti entrati in esercizio nel corso del 2013, principalmente Serre Persano, e all'incorporazione degli impianti di Enel Green Power Cutro Srl ed Enel Green Power Canaro Srl (complessivamente pari a 3 milioni di euro).

La voce "Perdite e ripristini di valore delle partecipazioni", pari a 15 milioni di euro (75 milioni di euro nel 2013 restated), riflette principalmente la svalutazione della partecipazione in Enel Green Power Solar Energy Srl (6 milioni di euro), PH Chucas (4 milioni di euro) ed Enel Green Power Puglia Srl (3 milioni di euro), effettuata per allineare il valore

a quello di recupero, e la svalutazione di attività materiali relative ad alcuni progetti abbandonati.

Nel 2013 la voce accoglieva la stima dell'adeguamento al valore recuperabile delle partecipazioni in 3SUN (60 milioni di euro) e Geotérmica Nicaragüense (13 milioni di euro).

11. Altri costi operativi - Euro 69 milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri	18	2	16
Contributi e quote associative	29	28	1
Imposte e tasse	15	11	4
Altri costi operativi	7	4	3
Totale	69	45	24

Gli "Accantonamenti netti a fondi per rischi e oneri", pari a 18 milioni di euro (2 milioni di euro nel 2013 restated), si riferiscono all'accantonamento al fondo smantellamento, ripristino e dismissione impianti per complessivi 10 milioni di euro, al fondo legale per 6 milioni di euro e al fondo ICI/IMU per 5 milioni di euro.

particolare, accolgono i contributi riconosciuti alla Regione Toscana nell'ambito dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa stipulato tra Enel e la Regione Toscana che prevede un contributo a carico di Enel Green Power SpA calcolato in funzione della produzione complessiva dell'anno precedente.

I "Contributi e quote associative" si riferiscono principalmente agli importi riconosciuti a Comuni, Province e Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le parti; in

Le "Imposte e tasse" si riferiscono principalmente all'IMU per 12 milioni di euro (9 milioni di euro nel 2013 restated).

12. Costi per lavori interni capitalizzati - Euro 30 milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Personale	26	25	1
Materiali	2	3	(1)
Ammortamenti	2	4	(2)
Totale	30	32	(2)

La voce "Personale", in aumento di 1 milione di euro rispetto al 2013 restated, si riferisce principalmente a personale dipendente impiegato nella progettazione e realizzazione degli impianti.

La voce "Ammortamenti" si riferisce alla quota capitalizzata degli ammortamenti relativi agli impianti di perforazione geotermica.

13. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro 74 milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Proventi da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	76	76	25	25	51
Totale proventi	76		25		51
Oneri da contratti su commodity chiusi nell'esercizio	(2)	(2)	(3)	(3)	1
Totale oneri	(2)		(3)		1
TOTALE PROVENTI/(ONERI) DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	74		22		52

I proventi netti da gestione rischio commodity si riferiscono interamente a oneri e proventi su contratti derivati di CFH in essere con parti correlate chiusi al 31 dicembre 2014.

14. Proventi da partecipazioni - Euro 39 milioni

I "Proventi da partecipazioni", pari a 39 milioni di euro (39 milioni di euro nel 2013 restated), si riferiscono per:

> 30 milioni di euro ai dividendi relativi agli utili dell'esercizio 2013 della società LaGeo SA de Cv (partecipata da Enel Green Power SpA al 36,2% e ceduta interamente il 12 dicembre 2014);

> 9 milioni di euro ai dividendi delle società controllate italiane, principalmente Maicor Wind Srl (4 milioni di euro), Enel Green Power Calabria Srl (3 milioni di euro) ed Energia Eolica Srl (1 milione di euro).

15. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro (17) milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Proventi da derivati di fair value hedge	2	2	1	1	1
Totale proventi finanziari da derivati	2		1		1
Oneri da derivati di cash flow hedge	(11)	(11)	(11)	(11)	-
Oneri da derivati di trading e non copertura IAS	(8)	(8)	-		(8)
Totale oneri finanziari da derivati	(19)		(11)		(8)
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	(17)		(10)		(7)

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota 45 "Derivati e hedge accounting".

16. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - Euro (95) milioni

Milioni di euro

	2014	di cui con parti correlate	2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Differenze positive di cambio	11	11	-		11
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	24	18	14	12	10
Totale proventi finanziari	35		14		21
Interessi e altri oneri da passività finanziarie	(130)		(121)		(9)
- finanziamenti a lungo termine	(98)	(73)	(94)	(70)	(4)
- finanziamenti a breve termine	(28)	(28)	(33)	(32)	5
- altri oneri finanziari	(14)	(5)	(7)		(7)
- oneri finanziari capitalizzati	10		13		(3)
Totale oneri finanziari	(130)		(121)		(9)
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	(95)		(107)		12

Gli "Oneri finanziari netti" si riducono di 12 milioni di euro a fronte della rilevazione di maggiori proventi finanziari per 21 milioni di euro, relativi a differenze positive di cambio e a interessi attivi maturati, in parte compensati dai maggiori oneri finanziari per 9 milioni di euro.

Con riferimento agli "Oneri finanziari capitalizzati" si evidenzia che il tasso utilizzato per determinarne l'ammontare, tenuto conto dei finanziamenti generici e specifici, è mediamente pari a 4,8%.

17. Imposte - Euro 260 milioni

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Imposte correnti ⁽¹⁾	247	212	35
Rettifiche relative a esercizi precedenti	2	(7)	9
Imposte differite/(anticipate)	11	(1)	12
Totale	260	204	56

(1) Non comprendono nel 2013 restated le imposte relative alle attività operative cessate, esposte nella voce "Utile delle discontinued operations" (1 milione di euro).

Le "Imposte correnti", pari a 247 milioni di euro (212 milioni di euro nel 2013 restated), comprendono principalmente per 198 milioni di euro la fiscalità ordinaria (164 milioni di euro nel 2013 restated) determinata applicando le aliquote in vigore per l'anno di imposta 2014 (27,5% per l'IRES e 4,66% per l'IRAP), per 38 milioni di euro (50 milioni di euro nel 2013 restated) l'effetto dell'applicazione dell'addizionale IRES, anche detta "Robin Hood Tax" (RHT) (6,5% nel 2014 e 10,5% nel 2013 restated), e per 17 milioni di euro la rilevazione della withholding tax applicata su contratti di management fee in alcuni Paesi esteri.

Le "Imposte differite/(anticipate)" si riferiscono principalmente all'adeguamento della fiscalità anticipata effettua-

to per tener conto della sentenza n. 10/2015 della Corte Costituzionale che ha sancito l'illegittimità costituzionale della Robin Hood Tax a decorrere dal giorno successivo alla pubblicazione della sentenza nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica.

La Società ha, pertanto, determinato le imposte correnti applicando l'addizionale RHT, mentre le imposte differite sono state rimisurate in base all'aliquota applicabile all'atto del previsto riversamento.

Nel seguente prospetto è esposta la riconciliazione tra onere fiscale effettivo e teorico, determinato applicando al risultato ante imposte l'aliquota fiscale vigente nell'esercizio.

Milioni di euro

	2014		2013 restated	
Utile <i>ante</i> imposte	691		495	
Imposte teoriche	190	27,5%	136	27,5%
Addizionale IRES (Robin Hood Tax)	38	5,5%	52	10,5%
Effetto incostituzionalità Robin Hood Tax	20	2,9%	-	-
IRAP	37	5,3%	33	6,7%
Differenze permanenti e partite minori	(25)	-3,6%	(17)	-3,5%
Imposte effettive ⁽¹⁾	260	37,6%	204	41,2%

(1) Non comprendono per il 2013 restated le imposte relative alle attività operative cessate, esposte nella voce "Utile delle discontinued operations" (1 milione di euro).

Le differenze permanenti e partite minori accolgono principalmente l'effetto derivante dal regime di esenzione delle plusvalenze su partecipazioni in possesso dei requisiti della participation exemption ex art. 87 TUIR.

18. Perdita delle discontinued operations

Nel corso del 2014 si è rilevato nella voce "Perdita delle discontinued operations" l'aggiustamento prezzo relativo alla cessione dell'intero capitale di Enel.si Srl, avvenuta il 1° luglio 2013, determinato dalla variazione di alcune partite specifiche a conclusione del processo di verifica avvenuto il 30 giugno 2014, rispetto alla situazione di riferimento (30 giugno 2013).

Si ricorda che il corrispettivo riconosciuto a Enel Energia SpA nel 2013 è stato pari a 92 milioni di euro e ha determinato la rilevazione di una plusvalenza pari a 72 milioni di euro riflessa nel risultato da discontinued operations del conto economico, al netto del relativo effetto fiscale (1 milione di euro).

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

19. Immobili, impianti e macchinari - Euro 4.847 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2014 sono di seguito rappresentati.

Milioni di euro	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico	1.226	7.530	28	60	418	9.262
Fondo ammortamento	(366)	(4.050)	(25)	(47)	-	(4.488)
Consistenza al 31 dicembre 2013 restated	860	3.480	3	13	418	4.774
Investimenti	19	118	1	3	128	269
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	-	10	10
Ammortamenti	(30)	(245)	(1)	(4)	-	(280)
Perdite di valore	-	-	-	-	(3)	(3)
Fusioni	8	74	-	-	-	82
Passaggi in esercizio	21	209	-	22	(252)	-
Altri movimenti	(4)	(1)	-	-	-	(5)
Totale variazioni	14	155	-	21	(117)	73
Costo storico	1.270	7.930	29	85	301	9.615
Fondo ammortamento	(396)	(4.295)	(26)	(51)	-	(4.768)
Consistenza al 31 dicembre 2014	874	3.635	3	34	301	4.847

Nella seguente tabella vengono riportati i valori netti al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated degli immobili, impianti e macchinari e delle immobilizzazioni in corso e acconti in base alla natura.

Milioni di euro	al 31.12.2014	di cui immobilizzazioni in corso e acconti	al 31.12.2013 restated	di cui immobilizzazioni in corso e acconti	2014-2013
Terreni e fabbricati	875	1	861	1	14
Impianti di produzione:					
- idroelettrici	1.625	87	1.612	65	13
- geotermici	1.366	132	1.366	256	-
- eolici	665	25	633	26	32
- fotovoltaici	230	11	228	13	2
- altri	5	1	7	6	(2)
Totale impianti di produzione	3.891	256	3.846	366	45
Attrezzature e altri beni	43	9	40	26	3
Totale beni in esercizio	3.934	265	3.886	392	48
Migliorie su immobili di terzi	3	-	2	-	1
Acconti	35	35	25	25	10
TOTALE	4.847	301	4.774	418	73

L'incremento della voce, pari a 73 milioni di euro, è attribuibile sostanzialmente all'effetto combinato degli investimenti (269 milioni di euro), degli ammortamenti (280 milioni di euro), nonché della fusione per incorporazione delle società controllate Enel Green Power Canaro Srl ed Enel Green Power Cutro Srl (complessivamente pari a 82 milioni di euro).

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2014 e del 2013 restated. Tali investimenti, complessivamente pari a 279 milioni di euro nel 2014, sono in decremento rispetto al 2013 restated di 27 milioni di euro.

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Impianti di produzione:			
- geotermici	164	178	(14)
- idroelettrici	79	59	20
- eolici	15	18	(3)
- biomasse	6	-	6
- solari	5	37	(32)
Altri investimenti operativi	10	14	(4)
Totale	279	306	(27)

20. Attività immateriali - Euro 28 milioni

Milioni di euro	Software tutelati	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo storico	30	5	35
Fondo ammortamento	(15)	-	(15)
Consistenza al 31 dicembre 2013 restated	15	5	20
Investimenti	14	2	16
Ammortamenti	(8)	-	(8)
Totale variazioni	6	2	8
Costo storico	44	7	51
Fondo ammortamento	(23)	-	(23)
Consistenza al 31 dicembre 2014	21	7	28

I "Software tutelati" sono costituiti in prevalenza da software per supportare esigenze gestionali e da software necessari per adeguamenti a standard aziendali.

Le "Immobilizzazioni in corso e acconti" si riferiscono a costi capitalizzati per la realizzazione di sistemi informativi finalizzati a supportare esigenze gestionali.

21. Avviamento - Euro 6 milioni

La voce accoglie principalmente l'avviamento di 6 milioni di euro rilevato nel 2013 restated a seguito della fusione per incorporazione della società Enel Green Power Portoscuso Srl.

Si evidenzia, inoltre, che nel 2014 si è proceduto alla fusione per incorporazione di Enel Green Power Canaro Srl e di Enel Green Power Cutro Srl, detenute al 100% da Enel Green Power.

Gli effetti reali della fusione decorrono dal 1° dicembre 2014, mentre gli effetti contabili e fiscali sono stati imputati al bilancio della società incorporante con efficacia retroattiva al 1° gennaio 2014.

Tale operazione ha comportato la rilevazione di un avviamento di 0,4 milioni di euro per la società Enel Green Power Canaro Srl e di un avanzo da fusione di 2 milioni di euro, rilevato tra le riserve di patrimonio netto, per la società Enel Green Power Cutro Srl, in quanto fusione tra entità sotto comune controllo.

22. Attività/(Passività) per imposte anticipate/(differite) - Euro 136 milioni ed euro 9 milioni

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore.

Milioni di euro	Incrementi/ (Decrementi) con imputa- zione a conto economico			Incrementi/ (Decrementi) con imputazio- ne equity		
		<i>di cui impatto Robin Hood Tax</i>		<i>di cui impatto Robin Hood Tax</i>		
	al 1° gennaio 2014					al 31 dicembre 2014
Accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	24	(6)	(4)	-		18
Ammortamenti di attività materiali e immateriali a deducibilità differita	106	(9)	(19)	-		97
TFR e altri benefici ai dipendenti	9	2	1	(2)	(3)	9
Strumenti finanziari derivati	5			8	(3)	13
Totale attività per imposte anticipate	144	(13)	(22)	5	(6)	136
Differenze relative ad attività materiali e immateriali	8	(2)	(2)	-		6
Strumenti finanziari derivati	2	-	-	1	1	3
Totale passività per imposte differite	10	(2)	(2)	1	1	9

Milioni di euro	Incrementi/ (Decrementi) con imputazione a conto economico		Incrementi/ (Decrementi) con imputazione equity		Altre variazioni
	al 1° gennaio 2013 restated				al 31 dicembre 2013 restated
Accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	11	13	-	-	24
Ammortamenti di attività materiali e immateriali a deducibilità differita	104	2	-	-	106
TFR e altri benefici ai dipendenti	23	(14)	-	-	9
Strumenti finanziari derivati	9	-	(4)		5
Totale attività per imposte	147	1	(4)	-	144
Differenze relative ad attività materiali e immateriali	8	-	-	-	8
Strumenti finanziari derivati	1	-	1		2
Totale passività per imposte differite	9	-	1	-	10

Le "Attività per imposte anticipate" e le "Passività per imposte differite" sono determinate sulla base delle aliquote fiscali vigenti alla data di rientro e ammontano rispettivamente a 136 milioni di euro (144 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) e a 9 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Si evidenzia che la variazione della voce risente principalmente della determinazione delle imposte anticipate e

differite calcolate applicando l'aliquota prevista all'atto del riversamento e, quindi, escludendo la Robin Hood Tax, a seguito della dichiarazione di illegittimità costituzionale della stessa con sentenza n. 10/2015.

Non risultano differenze temporanee deducibili né perdite IRES riportabili a fronte delle quali non sono state rilevate imposte differite attive.

23. Partecipazioni - Euro 4.592 milioni

Milioni di euro

	Costo origina- rio	Rettifi- che di valore	Valore a bilancio al 31.12.2013 restated	Quota di possesto %	Acquisi- zioni	Cessioni/ Fusioni	Aumenti di patri- monio netto/ Rimborsi	Rettifi- che di valore	Costo origina- rio	Rettifi- che di valore	Valore a bilancio al 31.12.2014	Quota di possesto %
	Al 31 dicembre 2013 restated				Movimenti del 2014			Al 31 dicembre 2014				
Partecipazioni in società controllate												
Enel Green Power International BV	4.615	-	4.615	100,00%	-	-	(430)	-	4.185	-	4.185	100,00%
Renovables de Guatemala SA	90	-	90	51,00%	-	-	2	-	92	-	92	51,00%
Enel Green Power Solar Energy Srl ⁽¹⁾	11	-	11	50,00%	5	-	62	(6)	78	(6)	72	100,00%
Parque Eólico Talinay Oriente SA ⁽²⁾	44	-	44	34,56%	-	-	-	-	44	-	44	34,56%
PH Chucas SA ⁽³⁾	44	-	44	22,17%	-	-	-	(4)	44	(4)	40	22,17%
Enel Green Power Calabria Srl	42	-	42	100,00%	-	-	-	-	42	-	42	100,00%
Maicor Wind Srl	25	-	25	60,00%	-	-	-	-	25	-	25	60,00%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	7	-	7	100,00%	-	-	10	-	17	-	17	100,00%
Enel Green Power Finale Emilia Srl	8	-	8	70,00%	-	-	-	-	8	-	8	70,00%
Energia Eolica Srl	4	-	4	51,00%	-	-	-	-	4	-	4	51,00%
Enel Green Power San Gillio Srl	3	-	3	80,00%	-	-	-	-	3	-	3	80,00%
Enel Green Power Puglia Srl	10	(7)	3	100,00%	-	-	2	(3)	12	(10)	2	100,00%
Taranto Solar Srl	1	-	1	51,00%	-	-	-	-	1	-	1	51,00%
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	-	-	-	51,00%	1	-	-	-	1	-	1	100,00%
Enel Green Power Villoresi Srl	-	-	-	51,00%	-	-	1	-	1	-	1	51,00%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	-	-	-	60,00%	-	-	-	-	-	-	-	60,00%
Geotérmica Nicaragüense SA	13	(13)	-	60,00%	-	-	-	-	13	(13)	-	60,00%
Enel Green Power Cutro Srl	69	-	69	100,00%	-	(69)	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Canaro Srl	1	-	1	100,00%	-	(1)	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni in società collegate												
Terrae SpA	15	-	15	20,00%	-	-	-	-	15	-	15	20,00%
LaGeo SA de Cv	75	-	75	36,20%	-	(75)	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni in società a controllo congiunto												
PowerCrop Srl	24	-	24	50,00%	-	-	-	-	24	-	24	50,00%
3SUN Srl	99	(89)	10	33,33%	-	-	6	-	105	(89)	16	33,33%
Totale partecipazioni	5.200	(109)	5.091 ⁽⁴⁾		6	(145)	(347)	(13)	4.714	(122)	4.592	

(1) Nel 2013 la società era detenuta al 50%. A partire dal mese di luglio 2014 Enel Green Power SpA ha acquisito l'ulteriore 50% delle quote.

(2) La società è controllata in quanto detenuta da Enel Green Power SpA per il 34,56% e da Enel Green Power Chile Ltda per il 60,92%.

(3) La società è controllata in quanto detenuta da Enel Green Power SpA per il 22,17% e da Enel de Costa Rica SA per il 40,3%.

(4) La variazione rispetto ai valori del prospetto di Stato patrimoniale è imputabile agli arrotondamenti in milioni di euro.

Le "Acquisizioni" si riferiscono principalmente all'acquisizione dell'ulteriore 50% delle quote detenute dal gruppo Sharp nella società Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl, successivamente ridenominata Enel Green Power Solar Energy Srl (EGP SE).

Le "Cessioni" si riferiscono esclusivamente alla quota di partecipazione (36,2%) in LaGeo SA de Cv per 75 milioni di euro, mentre le "Fusioni" si riferiscono alle già citate fusioni per incorporazione delle società Enel Green Power Cutro Srl ed Enel Green Power Canaro Srl.

La voce "Aumenti di patrimonio netto/Rimborsi" si riferisce principalmente:

- > al rimborso di riserve da parte della partecipata Enel Green Power International BV (652 milioni di euro) nell'ambito della operazione di ristrutturazione finanziaria delle controllate del Nord America;
- > ad apporti di patrimonio effettuati a beneficio di Enel Green Power International BV (222 milioni di euro), al fine di dotare la società della disponibilità finanziaria necessaria per procedere alla ripatrimonializzazione di alcune controllate estere impegnate in attività di investimento, nonché a beneficio di alcune società italiane (19 milioni di euro);

- > alla ripatrimonializzazione effettuata mediante rinuncia al credito finanziario verso la controllata EGP SE (62 milioni di euro).

Per le "Rettifiche di valore" si rinvia alla Nota 10, "Ammortamenti e perdite di valore".

Si evidenzia, inoltre, che relativamente alla società Maicor Wind Srl, detenuta al 60% da Enel Green Power SpA, la Società si è impegnata ad acquistare da Plt Energia SpA, che ne detiene il 40%, l'intera quota di partecipazione di proprietà della stessa al verificarsi di alcune condizioni contrattualmente definite per un importo stimato al 31 dicembre 2014 di 11 milioni di euro (9 milioni di euro al 31 dicembre 2013), sulla base di una opzione (put e call incrociate) detenuta dalla controparte. Il valore dell'opzione è pari a zero in quanto l'opzione è esercitabile (strike price) a un valore assimilabile al valore corrente (fair value).

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2014 con evidenza delle principali informazioni.

Milioni di euro	Sede legale	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile/(Perdita) 2014	Quota di possesso %	Valore a bilancio
Partecipazioni in società controllate						
Enel Green Power International BV	Olanda	245	4.260	148	100,00%	4.185
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	195	238	19	51,00%	92
Enel Green Power Solar Energy Srl ⁽¹⁾	Italia	-	68	(11)	100,00%	72
Parque Eólico Talinay Oriente SA ⁽²⁾	Cile	136	157	2	34,56%	44
PH Chucas SA ⁽³⁾	Costa Rica	139	124	(17)	22,17%	40
Enel Green Power Calabria Srl	Italia	-	47	2	100,00%	42
Maicor Wind Srl	Italia	21	29	6	60,00%	25
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Italia	-	9	(4)	100,00%	17
Enel Green Power Finale Emilia Srl	Italia	10	8	-	70,00%	8
Energia Eolica Srl	Italia	5	10	2	51,00%	4
Enel Green Power San Gillio Srl	Italia	-	3	-	80,00%	3
Enel Green Power Puglia Srl	Italia	1	2	(1)	100,00%	2
Taranto Solar Srl	Italia	-	2	-	51,00%	1
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Italia	-	1	-	100,00%	1
Enel Green Power Villoresi Srl	Italia	1	1	-	51,00%	1
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Italia	-	-	-	60,00%	-
Partecipazioni in società collegate						
Terrae SpA ⁽⁴⁾	Italia	19	62	(3)	15,00%	15
Partecipazioni in società a controllo congiunto						
3SUN Srl	Italia	35	5	(43)	33,33%	16
PowerCrop Srl	Italia	4	26	(2)	50,00%	24
Totale partecipazioni						4.592

(1) Nel 2013 la società era detenuta al 50%. A partire dal mese di luglio 2014 Enel Green Power SpA ha acquisito l'ulteriore 50% delle quote.

(2) La società è controllata in quanto detenuta da Enel Green Power SpA per il 34,56% e da Enel Green Power Chile Ltda per il 60,92%.

(3) La società è controllata in quanto detenuta da Enel Green Power SpA per il 22,17% e da Enel de Costa Rica SA per il 40,3%.

(4) I valori si riferiscono al bilancio di Terrae SpA al 31 dicembre 2013.

Le partecipazioni che presentano un valore di carico superiore al patrimonio netto delle partecipate non sono state svalutate tenuto conto della prospettiva di redditività delle società.

24. Derivati - Euro (50) milioni (non correnti) ed euro 6 milioni (correnti)

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Derivati attivi	2	6	11	-
Derivati passivi	(52)	(15)	(5)	(2)
Totale	(50)	(9)	6	(2)

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla Nota 43 "Strumenti finanziari" e alla Nota 45 "Derivati e hedge accounting".

25. Altre attività finanziarie non correnti - Euro 27 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Prestiti a dipendenti a lungo termine	2		3		(1)
Altri crediti finanziari a lungo termine	25	25	18	18	7
Totale	27		21		6

I "Prestiti a dipendenti a lungo termine" sono riconosciuti a tassi di mercato e sono erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari. Tali prestiti vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

Gli "Altri crediti finanziari a lungo termine" accolgono il finanziamento soci erogato alla società 3SUN Srl per 13 mi-

lioni di euro (sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2013 restated), alla controllata Enel Green Power Finale Emilia per 10 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) e a Enel Green Power Strambino Solar Srl per 1 milione di euro (non presente al 31 dicembre 2013 restated); la variazione riflette principalmente il finanziamento erogato nel 2014 alla società Enel Green Power Finale Emilia Srl, pari a 5 milioni di euro.

26. Altre attività non correnti - Euro 9 milioni

Milioni di euro	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Acconti su partecipazioni	1		2		(1)
Depositi in contanti presso terzi	1		1		-
Altri crediti diversi	7	3	7	3	-
Totale	9		10		(1)

Gli "Altri crediti diversi" si riferiscono principalmente al credito IRES per il rimborso delle maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione della quota di

IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato (decreto legge 201/2011).

Attività correnti

27. Rimanenze - Euro 89 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Materiali e apparecchi	65	21	44
Certificati verdi	24	22	2
Totale	89	43	46

Le rimanenze di materiali e apparecchi, pari a 65 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), accolgono per 49 milioni di euro i pannelli fotovoltaici acquistati da 3SUN a seguito dell'accordo con Sharp Corporation (4 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) e per 16 milioni di euro le rimanenze per materiali e apparecchi geotermici ed eolici (17 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Le rimanenze di certificati verdi si riferiscono per 24 milioni di euro ai certificati verdi maturati e accreditati sul conto titoli della Società e non ancora venduti (22 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

28. Crediti commerciali - Euro 358 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Vendita di energia elettrica	136	136	130	130	6
Altri crediti	222	193	278	269	(56)
Totale	358		408		(50)

I crediti per "Vendita di energia elettrica", pari a 136 milioni di euro (130 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), si riferiscono:

- > alla vendita di energia al GME, effettuata tramite Enel Produzione SpA, per 112 milioni di euro (86 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > alla vendita di energia al GSE per 9 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > alla vendita di energia e alla relativa gestione del rischio commodity effettuata da Enel Trade per 15 milioni di euro (39 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Gli "Altri crediti", pari a 222 milioni di euro (278 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated), si riferiscono principalmente a crediti commerciali verso società controllate italiane ed estere per i servizi di coordinamento e di realizzazione e messa in esercizio degli impianti eolici e fotovoltaici.

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Italia	195	191	4
UE	60	96	(36)
Extra UE	103	121	(18)
Totale	358	408	(50)

29. Crediti per imposte sul reddito - Euro 3 milioni

I "Crediti per imposte sul reddito" si riferiscono principalmente ad acconti relativi all'addizionale IRES (3 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

30. Altre attività finanziarie correnti - Euro 793 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento:	791		49		742
crediti finanziari a breve termine verso controllate	782	782	49	49	733
crediti finanziari a breve termine verso Enel SpA	9	9	-		9
Altre attività finanziarie correnti non incluse nell'indebitamento:	2		1		1
altre attività finanziarie correnti verso controllate	1	1	1	1	-
ratei attivi	1	1	-		1
Totale	793		50		743

La voce accoglie principalmente i crediti per finanziamenti a breve termine concessi alle controllate:

- > Enel Green Power International BV (237 milioni di euro);
- > Enel Green Power North America (453 milioni di euro) e Enel Green Power North America Development (82 milioni di euro), nell'ambito dell'operazione di ristrutturazione finanziaria delle società controllate nordamericane;
- > PowerCrop (10 milioni di euro).

Tali finanziamenti sono remunerati a tassi di mercato.

La voce "Crediti finanziari a breve termine verso Enel SpA", pari a 9 milioni di euro, si riferisce al conto corrente intrattenuto con Enel SpA (a debito per 278 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

La voce comprende, inoltre, i crediti per proventi finanziari realizzati sul contratto di copertura attivato per la controllata Energia Eolica Srl.

31. Altre attività correnti - Euro 209 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Certificati verdi	99	99	88	88	11
Quote di costi differiti	16		17	1	(1)
Crediti per contributi in conto impianti	3		5		(2)
Anticipi a fornitori	8		6		2
Altri crediti	83	19	31	16	52
Totale	209		147		62

I "Certificati verdi" accolgono il fair value dei titoli maturati e non ancora accreditati sul conto di proprietà.

Le "Quote di costi differiti" si riferiscono alle quote di canoni demaniali per gli impianti idroelettrici e di altri sovraccanoni pagati anticipatamente e da differire ai futuri esercizi.

I "Crediti per contributi in conto impianti" rappresentano la parte non ancora incassata dei contributi riconosciuti dal Ministero delle Attività Produttive ai sensi della legge 488/92.

Gli "Altri crediti" si riferiscono principalmente:

- > alla rilevazione di crediti verso Sharp Corporation per la quota residua prevista nell'accordo con Sharp sull'"off take" della produzione della fabbrica 3SUN Srl (35 milioni di euro);
- > ai crediti derivanti dalla regolazione dell'IVA di Gruppo per 7 milioni di euro (a debito per 35 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > ad altri crediti verso società controllate per 10 milioni di euro;
- > all'iscrizione di un credito verso la società energetica statale salvadoregna Inversiones Energéticas SA de Cv (INE), nell'ambito della cessione della partecipazione di LaGeo SA de Cv (5 milioni di euro).

32. Disponibilità liquide - Euro 19 milioni

Le disponibilità liquide accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa e non sono gravate da vincoli.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Depositi bancari	19	9	10
Totale	19	9	10

Passivo

Patrimonio netto

33. Patrimonio netto - Euro 6.898 milioni

Il patrimonio netto è composto come di seguito dettagliato.

Capitale sociale - Euro 1.000 milioni

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

Al 31 dicembre 2014, in 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 2,04% del capitale sociale, posseduto alla data dell'11 dicembre 2014).

Riserve - Euro 4.643 milioni

Riserva legale - Euro 200 milioni

La "Riserva legale" è pari al 20% del capitale sociale e ha quindi raggiunto i limiti previsti dall'art. 2430 del codice civile.

Riserva di rivalutazione - Euro 138 milioni

La "Riserva di rivalutazione", costituita in sede di scissione da Enel Produzione SpA, rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla legge 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.

Riserve da valutazione di strumenti finanziari CFH - Euro (25) milioni

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated	Utili/(Perdite) rilevati a patri- monio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Effetto fiscale a patrimonio netto	al 31.12.2014
Utili/(Perdite) da variazione di fair value della copertura dei flussi finanziari	(5)	(38)	11	7	(25)
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	(5)	(38)	11	7	(25)

Con riferimento al livello di gerarchia del fair value si evidenzia che le riserve da valutazione di strumenti finanziari CFH sono classificate come di Livello 2.

Riserva da rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti - Euro (8) milioni

La riserva accoglie tutti gli utili e le perdite attuariali, al netto dell'effetto fiscale, delle passività per benefici definiti.

Altre riserve diverse - Euro 4.338 milioni

Le "Altre riserve diverse" accolgono, oltre alle riserve attribuite alla Società in sede di scissione da Enel Produzione SpA, 3.700 milioni di euro rilevati nel 2010 a fronte di rinuncia al credito da parte di Enel SpA.

Utili e perdite accumulati - Euro 824 milioni

Gli "Utili e perdite accumulati" accolgono gli utili di esercizi precedenti portati a nuovo.

Utile dell'esercizio - Euro 431 milioni

Di seguito si riporta la tabella relativa alla disponibilità e distribuibilità del patrimonio netto.

Milioni di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	1.000		
Altre	4.476	A,B,C	4.474
Riserva legale	200	B	
Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	(25)		
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(8)		
Utili e perdite accumulati	824	A,B,C	824
Totale	6.467		5.298
- di cui quota distribuibile			5.298

A: per aumento di capitale; B: per copertura perdite; C: per distribuzione ai soci

33.1 Dividendi

Il dividendo dell'esercizio 2014, pari a euro 0,032 per azione, per un ammontare complessivo di 160 milioni di euro, verrà proposto all'Assemblea degli azionisti dell'8 maggio 2015. Il presente bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2014.

Il dividendo dell'esercizio 2013, pari a euro 0,032 euro per

azione, per un ammontare complessivo di 160 milioni di euro, è stato posto in pagamento a decorrere dal 22 maggio 2014, con data "stacco" della cedola n. 4 coincidente con il 19 maggio 2014 e record date (ossia data di legittimazione al pagamento del dividendo) coincidente con il 21 maggio 2014.

33.2 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla Società nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, la Società persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne

di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tal contesto, la Società gestisce la propria struttura di capitale ed effettua degli aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso dell'esercizio 2014.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto,

la cui situazione al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Posizione finanziaria non corrente	1.956	2.000	(44)
Posizione finanziaria corrente netta	813	1.328	(515)
Crediti finanziari non correnti a lungo termine	(27)	(21)	(6)
Indebitamento finanziario netto	2.742	3.307	(565)
Patrimonio netto	6.907	6.648	259
Indice debt/equity	40%	50%	

Passività non correnti

34. Finanziamenti - Euro 1.956 milioni (a lungo termine) ed euro 1.623 milioni (a breve termine)

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Finanziamenti a lungo termine	1.956	2.000	55	45
Finanziamenti a breve termine	-	-	1.568	1.342
Totale	1.956	2.000	1.623	1.387

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota 43 "Strumenti finanziari".

35. TFR e altri benefici ai dipendenti - Euro 39 milioni

La Società riconosce ai dipendenti (inclusi i pensionati) sia benefici dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro sia altri benefici.

Questi benefici includono le prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico, limitatamente a taluni ex dipendenti durante il periodo di quiescenza, e altre prestazioni simili.

In maggior dettaglio, i principali piani a benefici definiti dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro sono:

> "Benefici pensionistici": raccolgono la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al tratta-

mento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro;

- > "Sconto energia": include taluni benefici relativi alla fornitura di energia elettrica a uso domestico che, assegnati fino alla fine del 2011 ai dipendenti in servizio e a quelli in stato di quiescenza, sono stati – a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali – sostituiti da altre forme di trattamento a favore dei dipendenti in servizio e, pertanto, restano da oggi in vigore per i soli dipendenti in stato di quiescenza;
- > "Assistenza sanitaria": accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute.

I principali altri benefici a lungo termine sono:

- > "Premio fedeltà": accoglie la stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio);
- > "Piani di incentivazione": prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della Società, del diritto a un

controvalore monetario a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura.

Milioni di euro	2014					2013 restated				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE										
Passività attuariale al 1° gennaio	29	5	3	7	44	70	4	3	6	83
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	1	-	-	-	1	3	-	-	-	3
Interessi passivi	1	-	-	-	1	2	-	-	-	2
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	2	-	-	-	2	-	1	-	-	1
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(2)	-	-	-	(2)	-	-	-	-	-
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-	(2)
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	-	(42)	-	-	-	(42)
Pagamenti per estinzioni	(6)	-	-	-	(6)	(2)	-	-	-	(2)
Altre variazioni	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	1	1
Passività attuariale al 31 dicembre (passività in bilancio)	25	5	3	6	39	29	5	3	7	44

Nelle seguenti tabelle è evidenziato l'impatto a Conto economico nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 dei benefici ai dipendenti.

Milioni di euro	2014	2013 restated
Costo previdenziale	1	(42)
Interessi passivi netti	1	2
Totale	2	(40)

Milioni di euro	2014	2013 restated
Perdite/(Utili) attuariali sui piani a benefici definiti	-	2
Totale	-	2

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici definiti sono di seguito riportate.

	2014	2013 restated
Tasso di attualizzazione	0,50%-2,15%	0,75%-3,00%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,60%-3,60%	2,00%-4,00%
Tasso di incremento del costo delle spese sanitarie	2,60%	3,00%

La tabella seguente evidenzia i risultati dell'analisi di sensitività che mostra gli effetti che ci sarebbero stati sulle passività per benefici definiti a seguito delle variazioni delle ipo-

tesi attuariali rilevanti ragionevolmente possibili alla data di chiusura dell'esercizio.

Milioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici
	2014				2013 restated			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	27	5	4	3	31	6	4	3
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	24	4	4	3	29	5	3	3
Incremento 0,5% tasso di inflazione	26	5	4	3	30	5	4	3
Incremento 0,5% delle retribuzioni	26	5	4	3	30	5	4	3
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	25	5	4	3	30	5	4	3
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	25	5	5	3	30	5	4	3
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	25	5	4	3	59	10	7	6

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre. In pratica, è improbabile che questo scenario potrebbe verificarsi, anche considerando che le variazioni in alcune assunzioni potrebbero essere correlate.

La metodologia e le assunzioni utilizzate per l'analisi di sensitività non state modificate rispetto al precedente esercizio.

La tabella seguente illustra i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Entro 1 anno	2	7
Tra 1-2 anni	2	2
Tra 2-5 anni	5	5
Oltre 5 anni	13	13

36. Fondi rischi e oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 76 milioni

I "Fondi rischi e oneri" sono destinati a coprire le passività che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

Nel determinare l'entità del fondo si considerano sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e

da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti.

Il dettaglio dei fondi per rischi e oneri al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated, distinguendo la quota corrente e la quota non corrente, è rappresentato nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- contenzioso legale	15	-	12	-
- relativo a oneri su impianti di produzione	38	-	30	1
Totale	53	-	42	1
Fondo oneri per incentivi all'esodo	7	16	26	11
TOTALE	60	16	68	12

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata.

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated	Accantona- menti	Utilizzi	Altri movimenti	al 31.12.2014	di cui quota corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- contenzioso legale	12	6	-	(3)	15	
- relativo a oneri su impianti di produzione	31	16	(9)	-	38	
Totale	43	22	(9)	(3)	53	
Fondo oneri per incentivi all'esodo	37	2	(5)	(11)	23	16
TOTALE FONDI RISCHI E ONERI	80	24	(14)	(14)	76	16

Fondo contenzioso legale - Euro 15 milioni

Il fondo contenzioso legale è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altri contenziosi. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

Fondo rischi relativo a oneri su impianti di produzione - Euro 38 milioni

Si riferiscono ai fondi di seguito riportati.

Fondo oneri ambientali - Euro 10 milioni

Il fondo accoglie l'ammontare dei costi che probabilmente la Società sarà chiamata a sostenere per il disinquinamento o il ripristino delle condizioni ambientali originarie, qualora la propria attività procuri danni all'ambiente.

Fondo imposta sulla proprietà degli immobili - Euro 9 milioni

Tale fondo accoglie la stima delle passività che potrebbero derivare dal contenzioso tributario in materia di imposte sulla proprietà degli immobili. Include inoltre la stima dell'onere per maggiori tributi a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti.

Altri fondi - Euro 19 milioni

Gli "Altri fondi" sono costituiti principalmente dal fondo smantellamento e ripristino che accoglie la stima dei futuri oneri da sostenere in presenza di obbligazioni legali, contrattuali o implicite, per lo smantellamento e il ripristino degli impianti, e da altri fondi residuali.

Fondo oneri per incentivi all'esodo - Euro 23 milioni

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" accoglie il fondo esodo incentivato (ex art. 4 legge 92/2012, cosiddetta "Legge Fornero") e si riduce di 14 milioni di euro per effetto del saldo netto tra accantonamenti (2 milioni di euro), utilizzi (5 milioni di euro), rilasci e altri movimenti (11 milioni di euro). Si ricorda che, in data 6 settembre 2013, Enel Green Power, unitamente alle altre società del Gruppo Enel interessate dall'Accordo sindacale siglato nel mese di maggio 2013 con riferimento alle modalità attuative della "Legge Fornero", aveva infatti sottoscritto con le organizzazioni sindacali uno specifico accordo attuativo che definisce il numero dei dipendenti interessati (235 unità), il programma di esodo (nel corso del 2013, 2014 e al 1° gennaio 2015) e le prestazioni a cui il dipendente avrà diritto. Da tale data, la proposta di Enel Green Power è divenuta irrevocabile e pertanto si era proceduto a iscrivere il relativo fondo.

37. Altre passività non correnti - Euro 55 milioni

La voce si riferisce per 51 milioni di euro ai contributi da erogare ai Comuni della Regione Toscana, sedi di centrali geotermiche, in base a quanto previsto dall'art. 4 dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa del 20 dicembre 2007 (60 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated); in particolare, tale accordo, firmato nel mese di aprile 2010, prevede che Enel Green Power SpA corrisponda agli enti lo-

cali, a titolo di compensazione ambientale e territoriale, un importo definito per ciascun MW autorizzato lungo la durata della vita dell'impianto.

La voce accoglie, inoltre, il debito verso i dipendenti cessati in applicazione dell'Accordo ex art. 4, in relazione alle somme dovute a titolo di incentivo all'esodo per 4 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2013 restated).

38. Debiti commerciali - Euro 247 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Debiti commerciali:					
- per fatture da ricevere	168	85	184	100	(16)
- per fatture ricevute	79	37	131	54	(52)
Totale	247		315		(68)

I "Debiti commerciali" si riferiscono per 125 milioni di euro a debiti verso terzi (161 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) e per 122 milioni di euro a debiti verso parti correlate (154 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

I debiti verso terzi si riferiscono principalmente ai debiti verso fornitori per acquisti di materiali, apparecchi e per appalti e prestazioni varie.

I debiti verso parti correlate si riferiscono principalmente alle prestazioni effettuate dalle società del Gruppo Enel e, in particolare:

- > per 21 milioni di euro ai contratti di service con Enel Italia Srl (già Enel Servizi Srl) quali, principalmente, i contratti di global service, di amministrazione, di amministrazione del personale e altre prestazioni (50 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);

- > per 19 milioni di euro alle cessioni di credito effettuate da fornitori di Enel Green Power SpA a favore di Enel.Factor SpA (14 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > per 35 milioni di euro ai servizi di energy management e ad altre prestazioni effettuate da Enel Produzione SpA (29 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated);
- > per 16 milioni di euro all'acquisto energia da Enel Energia (8 milioni di euro);
- > per 8 milioni di euro alla management fee, service fee e altri servizi prestati dalla controllante Enel SpA (4 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Nella seguente tabella si riportano i debiti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Clients			
Italia	233	291	(58)
UE	14	23	(9)
Extra UE	-	1	(1)
Totale	247	315	(68)

Considerata la naturale scadenza dei debiti commerciali, l'analisi per maturazione degli stessi è ritenuta non significativa.

39. Debiti per imposte sul reddito - Euro 31 milioni

I "Debiti per imposte sul reddito" si riferiscono per 31 milioni di euro ai debiti per imposte sul reddito nei confronti della controllante Enel SpA nell'ambito del Consolidato Fiscale (3 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Si ricorda, inoltre, che la voce al 31 dicembre 2013 restated accoglieva il debito per IRAP per 1 milione di euro e il debito per addizionale IRES per 1 milione di euro.

40. Altre passività finanziarie correnti - Euro 30 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Ratei passivi finanziari correnti	16	14	15	13	1
Altri debiti finanziari	14	14	15	15	(1)
Totale	30		30		-

I "Ratei passivi finanziari correnti" sono relativi principalmente ai finanziamenti ricevuti da Enel Green Power International BV, al conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA e al finanziamento BEI.

Gli "Altri debiti finanziari" si riferiscono principalmente agli interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante Enel SpA per 13 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

41. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - Euro 2.742 milioni

La tabella seguente riconcilia la "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" con le voci presenti nello schema di Stato patrimoniale.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Finanziamenti a lungo termine	1.956	2.000	(44)
Finanziamenti a breve termine	1.568	1.341	227
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	55	45	10
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	(27)	(21)	(6)
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	(791)	(49)	(742)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(19)	(9)	(10)
Totale	2.742	3.307	(565)

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio

2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel Green Power.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate
Liquidità	19		9	
Crediti finanziari correnti	791	791	49	49
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(55)		(45)	
Altri debiti finanziari correnti	(1.568)	(1.562)	(1.341)	(1.336)
Debiti finanziari correnti	(1.623)		(1.386)	
Posizione finanziaria corrente netta	(813)		(1.328)	
Debiti bancari non correnti	(756)		(800)	
Altri debiti non correnti	(1.200)	(1.200)	(1.200)	(1.200)
Debiti finanziari non correnti	(1.956)		(2.000)	
Posizione finanziaria non corrente	(1.956)		(2.000)	
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	(2.769)		(3.328)	
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	27	25	21	18
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.742)		(3.307)	

Il miglioramento della posizione finanziaria netta rispetto al precedente esercizio è principalmente attribuibile alla ristrutturazione finanziaria delle partecipate in Nord America, come descritto nel paragrafo "Fatti di rilievo dell'anno corrente".

42. Altre passività correnti - Euro 107 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2014	di cui con parti correlate	al 31.12.2013 restated	di cui con parti correlate	2014-2013
Debiti per contributi di urbanizzazione	26		27		(1)
Debiti verso dipendenti	17		13		4
Debiti verso enti previdenziali	11		9		2
Debiti per canoni demaniali, derivazione acque e sovraccanoni	4		7		(3)
Altre passività correnti	49	6	82	45	(33)
Totale	107		138		(31)

I "Debiti per contributi di urbanizzazione" accolgono i debiti verso gli enti locali sedi di centrali elettriche, per contributi relativi a opere di urbanizzazione e interventi vari sul territorio interessato alla costruzione dell'impianto; in particolare, si riferiscono ai contributi da erogare ai Comuni della Regione Toscana, sedi di centrali geotermiche, in base all'art. 3 dell'Accordo Volontario Attuativo del Protocollo di Intesa del 20 dicembre 2007 che prevede un contributo a carico di Enel Green Power SpA calcolato in funzione della produzione complessiva dell'anno precedente.

I "Debiti verso enti previdenziali" accolgono i contributi a carico della Società gravanti sulle retribuzioni del mese di dicembre 2014 da versare nel mese di gennaio 2015, non-

ché le relative quote del TFR destinate al fondo Pensione Dirigenti del Gruppo Enel (Fondenel) e al fondo Pensione Dipendenti del Gruppo Enel (Fopen), e gli oneri relativi ad altre competenze maturate dal personale, quali, principalmente, ferie maturate e non godute e straordinari.

I "Debiti per canoni demaniali, derivazione acque e sovraccanoni" accolgono canoni demaniali, sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi e altri canoni, dovuti a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

Le "Altre passività correnti" sono costituite principalmente da debiti verso terzi per 43 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated) e da debiti verso socie-

tà del Gruppo per 6 milioni di euro (45 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated). La variazione dei debiti verso società del Gruppo riflette principalmente la posizione IVA

verso Enel SpA (a credito per 7 milioni di euro al 31 dicembre 2014 e a debito per 35 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

43. Strumenti finanziari

L'obiettivo della presente nota è quello di fornire le disclosure che consentano di valutare la significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della Società.

43.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo

separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Finanziamenti e crediti	27	21	1.170	467
Derivati attivi al FVTPL	2	1	-	-
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico	2	1	-	-
Derivati di cash flow hedge	-	5	11	-
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura	-	5	11	-
TOTALE	29	27	1.181	467

43.1.1 Finanziamenti e crediti

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	-	19	9
Crediti commerciali	-	-	358	408
Altre attività finanziarie correnti	-	-	793	50
Altre attività finanziarie non correnti	27	21	-	-
Totale	27	21	1.170	467

I crediti commerciali da clienti al 31 dicembre 2014 ammontano a 358 milioni di euro (408 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

Si precisa che nella Nota 44 "Risk management" è fornito il dettaglio dell'ageing dei crediti verso terzi scaduti, ma non svalutati.

43.1.2 Derivati attivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al	al	al	al	2014-2013	al	al	al	al	2014-2013
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	2014-2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	2014-2013
	restated		restated			restated		restated		
Derivati designati come strumenti di copertura:										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	-	160	-	5	(5)	-	-	-	-	-
- sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	273	-	11	-	11
Totale	-	160	-	5	(5)	273	-	11	-	11
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	24	25	2	1	1	-	-	-	-	-
Totale	24	25	2	1	1	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI ATTIVI	24	185	2	6	(4)	273	-	11	-	11

Con riferimento al livello di gerarchia del fair value si evidenzia che i derivati sono tutti classificati come livello 2. Per maggiori dettagli sui derivati attivi si rinvia alla Nota 45 "Derivati e hedge accounting".

43.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	1.956	2.000	1.870	1.702
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico				
Derivati passivi al FVTPL	2	1	5	-
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico	2	1	5	-
Derivati passivi designati come strumenti di copertura				
Derivati di cash flow hedge	50	14	-	2
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura	50	14	-	2
TOTALE	2.008	2.015	1.875	1.704

43.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Finanziamenti a lungo termine	1.956	2.000	-	-
Quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	-	-	55	45
Finanziamenti a breve termine	-	-	1.568	1.341
Debiti commerciali	-	-	247	315
Totale	1.956	2.000	1.870	1.701



Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) - 2.011 milioni di euro

La tabella seguente indica il valore nominale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2014, in milioni di euro e altre valute, inclusa la

quota in scadenza nei 12 mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	2014-2013
	al 31.12.2014					al 31.12.2013 restated					
- tasso fisso	306	306	3	303	360	300	300	-	300	294	6
- tasso variabile	505	505	52	453	524	545	545	45	500	537	(40)
Totale	811	811	55	756	884	845	845	45	800	831	(34)
- tasso fisso	1.200	1.200	-	1.200	1.612	1.200	1.200	-	1.200	1.403	-
Totale	1.200	1.200	-	1.200	1.612	1.200	1.200	-	1.200	1.403	-
Totale finanziamenti a tasso fisso	1.506	1.506	3	1.503	1.972	1.500	1.500	-	1.500	1.697	6
Totale finanziamenti a tasso variabile	505	505	52	453	524	545	545	45	500	537	(40)
TOTALE	2.011	2.011	55	1.956	2.496	2.045	2.045	45	2.000	2.234	(34)

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

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

Finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo	Valore nominale	Saldo	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	
Euro	2.011	2.011	2.045	4,49%	4,49%
Totale valute non euro	-	-	-		
TOTALE	2.011	2.011	2.045		

L'indebitamento finanziario a lungo termine, compresa la quota a breve, evidenzia un decremento di 34 milioni di euro rispetto al 2013 restated.

La variazione è attribuibile essenzialmente al saldo netto tra i rimborsi delle quote dei finanziamenti contratti con la BEI per 27 milioni di euro e con Banca Intesa Sanpaolo per 18

milioni di euro e la stipula dei nuovi finanziamenti con Banca Intesa Sanpaolo per 11 milioni di euro.

La tabella seguente indica le caratteristiche dei principali finanziamenti a lungo termine contratti nell'esercizio 2014.

Nuove emissioni di finanziamenti

Tipo di finanziamento	Emittente	Data di emissione	Importo emesso (milioni di euro)	Valuta	Tasso di interesse	Tipo di tasso di interesse	Scadenza
Finanziamento Sasso2	Intesa Sanpaolo	25/11/2014	6	EUR	0,50%	Tasso fisso	31/12/2016
Finanziamento Sasso2	Intesa Sanpaolo	25/11/2014	5	EUR	0,68%	Tasso variabile	31/12/2016
Totale			11				

Finanziamenti a breve termine - 1.568 milioni di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2014, distinti per natura.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Finanziamenti a breve termine	1.494	1.003	491
Verso società controllate e collegate	989	998	(9)
Verso società del Gruppo Enel	500	-	500
Verso terzi	5	5	-
Conto corrente intersocietario	74	338	(264)
Verso società di sviluppo Italiane	74	60	14
Verso Enel SpA	-	278	(278)
Totale	1.568	1.341	227

Si precisa che il fair value dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

Il totale dei finanziamenti a breve termine aumenta di 227 milioni di euro principalmente per l'attivazione di una nuova linea revolving con una società del Gruppo Enel (Enel

Finance International NV) per 500 milioni di euro, parzialmente compensata dalla variazione della posizione sul conto corrente con Enel SpA (a credito per 9 milioni di euro al 31 dicembre 2014 e a debito per 278 milioni di euro al 31 dicembre 2013 restated).

43.2.2 Derivati passivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati passivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al	al	al	al	2014-2013	al	al	al	al	2014-2013
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	2014-2013	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	2014-2013
	restated		restated			restated		restated		
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	500	385	46	12	34	-	-	-	-	-
- sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	65	435	-	2	(2)
- su opzione di acquisto	13	12	4	2	2	-	-	-	-	-
Totale	513	397	50	14	36	65	435	-	2	(2)
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	24	25	2	1	1	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	535	1	5	-	-
Totale	24	25	2	1	1	535	1	5	-	-
TOTALE DERIVATI PASSIVI	537	422	52	15	37	600	436	5	2	(2)

Con riferimento al livello di gerarchia del fair value si evidenzia che i derivati sono tutti classificati come Livello 2, a eccezione del diritto di opzione per l'acquisto della quota nella partecipata Renovables de Guatemala SA che è classificato di Livello 3. Con riferimento al diritto di opzione per l'acquisto della quota nella partecipata Renovables de Guatemala SA si evidenzia che la variazione di valore

rispetto all'esercizio precedente è legata principalmente a un apprezzamento della curva forward del cambio dollaro statunitense/euro e da una diminuzione del risk free rate nel lungo periodo.

Per maggiori dettagli sui derivati passivi rinvia alla Nota 45 "Derivati e hedge accounting".

44. Risk management

44.1 Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

Con riferimento agli "Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari" si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato.

44.2 Rischi di mercato

Con riferimento ai "Rischi di mercato" si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato.

Rischio di tasso di interesse

Con riferimento al "Rischio di tasso di interesse" si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato.

La seguente tabella mostra il valore nozionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated suddiviso per tipologia di contratto.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Interest rate swap da variabile a fisso	548	595
Totale	548	595

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si rinvia alla Nota 45 "Derivati e hedge accounting".

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l'impatto negativo che potrebbe verificarsi sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, conseguentemente a un aumento dei tassi di interesse di mercato.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario a medio e lungo termine al 31 dicembre 2014 si evidenzia che lo stesso risulta essere a tasso variabile per il 25% (27% al 31 dicembre 2013) e coperto al 100%, considerando le operazioni in derivati designati di cash flow hedge.

La variabilità dei tassi di interesse relativamente all'indebitamento a tasso variabile a medio e lungo termine, quindi, non produce effetti a Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari grazie alle coperture eseguite.

Analisi di sensitività del tasso di interesse

Enel Green Power SpA effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato a patrimonio netto per la componente di copertura dei derivati in cash flow hedge.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento e in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come di seguito riportato.

Milioni di euro	al 31.12.2014			al 31.12.2013 restated	
	Aumento/riduzione nei basis point	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)
Variazione del fair value dei derivati finanziari classificati come strumenti di copertura					
	+25bp	-	9	-	9
Cash flow hedge	-25bp	-	(9)	-	(9)

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzati nell'analisi di sensitività.

Rischio di cambio

Con riferimento al "Rischio di cambio" si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato.

Nella seguente tabella viene fornito alla data del 31 dicembre 2014 e del 31 dicembre 2013 il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Currency forward	535	1
Totale	535	1

Per maggiori dettagli si rinvia alla Nota 45 "Derivati e hedge accounting".

In base all'analisi dell'indebitamento si rileva che Enel Green Power SpA non detiene passività finanziarie in divisa diversa dall'euro.

La Società vanta un credito finanziario a breve termine verso le due società controllate nordamericane denominato in dollari, che ha provveduto a coprire dal rischio di cambio mediante la sottoscrizione di un contratto derivato "currency forward".

Si configura, tuttavia, una minima e residuale esposizione al rischio cambio connesso a una giacenza di cassa in dollari detenuta presso Enel Green Power International BV; tale esposizione al rischio si annulla a livello di bilancio consolidato.

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Analisi di sensitività del rischio di cambio

Enel Green Power SpA effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato a Conto economico per i derivati che non si qualificano in hedge accounting.

Tali scenari sono rappresentati dall'apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

Milioni di euro	al 31.12.2014			al 31.12.2013	
	Aumento/Riduzione nei tassi di cambio	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)
Euro/Dollaro	10%	49	-	-	-
	(10%)	(59)	-	-	-

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzati nell'analisi di sensitività.

Rischio di prezzo delle commodity

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi dell'energia vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati, in particolare CFD (contratti per differenza) e swap. L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo dell'energia deriva essenzialmente dall'attività di vendita di energia a prezzo variabile (vendite in Borsa).

In relazione all'energia venduta sulla Borsa dell'energia elettrica, Enel Green Power SpA ricorre alla stipula di CFD a due vie con Enel Trade SpA, nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il Prezzo Unico Nazionale (PUN) superi il prezzo strike, e a favore di Enel Green Power SpA nel caso contrario. Per tali contratti non è previsto un premio fisso, e vengono stipulati tipicamente nell'anno precedente la consegna dell'energia.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite sulla Borsa non coperte da CFD a due vie, può essere valutata e gesti-

ta in funzione di maggiore certezza in merito ai volumi di produzione attesi, attraverso eventuali ulteriori operazioni di copertura a più breve scadenza.

Si precisa che la Società analizza tutti i contratti di compravendita di energia elettrica conclusi, al fine di individuare se gli stessi si qualificano come un contratto derivato da valutare ai sensi dello IAS 39 o se gli stessi, pur non configurandosi come un contratto derivato, contengono eventuali derivati impliciti che debbano essere valutati ai sensi dello IAS 39.

Al momento non sono emersi derivati impliciti da incorporare, mentre i contratti che si qualificano come derivati sono coerentemente valutati.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
CFD	339	435
Totale	339	435

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 45 "Derivati e hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella rappresenta il fair value che i contratti assumerebbero nel caso di variazione delle quotazioni dei fattori di rischio sottostanti, mantenendo tutte le altre variabili costanti.

L'impatto sul patrimonio netto è dovuto all'effetto sul fair value dei derivati nel caso di incremento/decremento del 10% delle quotazioni dei prezzi power delle variabili sottostanti.

L'esposizione della Società a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated		
	Aumento/Riduzione nei prezzi delle commodity	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)
CFD	10%		(11)		(11)
	(10%)		32		9

44.3 Rischio di credito

Con riferimento al "Rischio di credito" si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato.

La massima esposizione al rischio di credito per le componenti di Stato patrimoniale al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 restated è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo "Strumenti finanziari".

Concentrazione del rischio di credito dei clienti

Enel Green Power SpA è caratterizzata da significative concentrazioni del rischio del credito verso entità del Gruppo Enel e verso controllate che rappresentano circa il 73% del totale crediti (78% al 31 dicembre 2013 restated).

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Di seguito si riporta la tabella sulla esigibilità dei crediti verso terzi.

Milioni di euro	al 31.12.2014	di cui con amministrazioni pubbliche
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	31	20
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati	9	5
- da meno di 3 mesi	4	2
- da 3 a 6 mesi	1	1
- da 6 a 12 mesi	2	1
- da 12 a 24 mesi	2	1
Totale	40	25

44.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

- > garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;
- > mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Enel Green Power SpA si avvale dei servizi di tesoreria accentrata svolti dalla controllante Enel SpA, garantendosi sia l'accesso al mercato monetario e dei capitali, sia la tempestiva gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

La società detiene le seguenti linee di credito non utilizzate al 31 dicembre 2014:

Milioni di euro	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	
	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno	Con scadenza entro 1 anno	Con scadenza oltre 1 anno
Linee di credito committed	1.211	500	1.924	-
Totale	1.211	500	1.924	-

La principale variazione intervenuta nel 2014 è relativa alla linea di credito a lungo termine contratta con la società Enel Finance International NV per un ammontare di 500 milioni di euro e non ancora utilizzata a dicembre 2014.

Maturity analysis

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie della Società sulla base dei flussi di pagamento contrattuali non attualizzati.

Milioni di euro	Scadenza				
	Meno di 3 mesi	Da 3 mesi a 1 anno	Da 1 a 2 anni	Da 2 a 5 anni	Maggiore di 5 anni
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	3	18	49	236
- tasso variabile	5	52	110	79	265
Totale	5	55	128	128	501
Finanziamenti non bancari:					
- tasso fisso	-	-	-	-	1.200
- tasso variabile	-	1.562	-	-	-
Totale	-	1.562	-	-	1.200

45. Derivati e hedge accounting

45.1 Hedge accounting

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value.

Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity, rischio di credito e *equity* quando sono rispettati i criteri previsti dallo IAS 39.

Alla data di designazione della copertura, la Società deve documentare la strategia e gli obiettivi di risk management prefissati, nonché la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti; va inoltre analizzata, alla data di designazione e successivamente su base sistematica, l'efficacia della copertura attraverso test specifici prospettici e retrospettivi al fine di verificare che gli strumenti di copertura risultino altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

In relazione alla natura dei rischi a cui è esposta, la Società designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- > derivati di cash flow hedge relativi al rischio di: i) variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società detentrici della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili espresso in valuta estera; iv) prezzo delle vendite di energia attese a prezzo variabile; v) prezzo relativo alla compravendita di carbone e di commodity petrolifere;
- > derivati di fair value hedge, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del fair value di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- > derivati di net investment in a foreign operation (NIFO), aventi per oggetto la copertura della volatilità dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali la Società è esposta si rimanda alla Nota 44 "Risk management".

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire la Società dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi associati a un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero altrimenti impattare il conto economico.

La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a conto economico.

Gli ammontari rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto, a sua volta, si rileva a conto economico.

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, ma l'elemento coperto non risulta scaduto o cancellato, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilasciati a conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente realizzata.

Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a conto economico.

Attualmente la Società utilizza tali relazioni di copertura al fine di minimizzare la volatilità del conto economico, attraverso strutture derivate in interest rate swap e CFD; non utilizza, invece, fair value hedge e hedge of a net investment in a foreign operation (NIFO).

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati che si qualificano come strumenti di copertura classificati in base alla tipologia di relazione di copertura.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati								
Cash flow hedge:								
- sul rischio di tasso di interesse	-	160	-	6	500	385	(45)	(12)
- sul rischio di prezzo su commodity	338	435	10	(2)	-	-	-	-
Totale	338	595	10	4	500	385	(45)	(12)

Relativamente alla classificazione dei derivati di hedging come attività non correnti e correnti e passività non correnti e correnti, si veda la Nota 43 "Strumenti finanziari".

Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

La Società al 31 dicembre 2014 ha in essere relazioni di copertura di cash flow hedge ove i principali strumenti di copertura sono rappresentati da interest rate swap volti a

coprire i flussi di cassa futuri legati a finanziamenti a lungo termine a tasso variabile esposti alla variabilità dei tassi di interesse. Tale esposizione rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo su conto economico. Al 31 dicembre 2014 il valore nozionale dei contratti derivati classificati di cash flow hedge ammonta a 838 milioni di euro a cui corrispondono un fair value positivo di 10 milioni di euro e un fair value negativo di 45 milioni di euro.

45.1.1 Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2014		al 31.12.2013	
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	(45)	500	(6)	545
Totale		(45)	500	(6)	545

L'ammontare del nozionale dei derivati in cash flow hedge è pari a 500 milioni di euro. La variazione di nozionale rispetto al 31 dicembre 2013 è imputabile a una naturale riduzione della quota di ammortamento degli interest rate swap in essere. Al 31 dicembre 2014, il fair value negativo di 45 milioni di euro ha subito un peggioramento di 39 milioni di

euro principalmente imputabile alla riduzione generalizzata della curva dei tassi di interesse.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati								
Interest rate swap	-	160	-	6	500	385	(45)	(12)
Totale derivati su tasso di interesse	-	160	-	6	500	385	(45)	(12)

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value		Distribuzione dei flussi di cassa attesi				
	al 31.12.2014	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre
CFH su tasso di interesse	(45)	(10)	(9)	(7)	(5)	(12)	(4)
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(45)	(10)	(9)	(7)	(5)	(12)	(4)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	2014	2013
Saldo di apertura al 1° gennaio	(6)	(25)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	(50)	8
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico	11	11
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(45)	(6)

45.1.2 Rischio di prezzo su commodity

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- CFD	339	435	10	(2)	-	-	-	-
Totale derivati su energia	339	435	10	(2)	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI SU PREZZO SU COMMODITY	339	435	10	(2)	-	-	-	-

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value		Distribuzione dei flussi di cassa attesi				
	al 31.12.2014	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre
CFH su prezzo su commodity	10	10	-	-	-	-	-
Fair value positivo	31	28	3	-	-	-	-
Fair value negativo	(21)	(18)	(3)	-	-	-	-

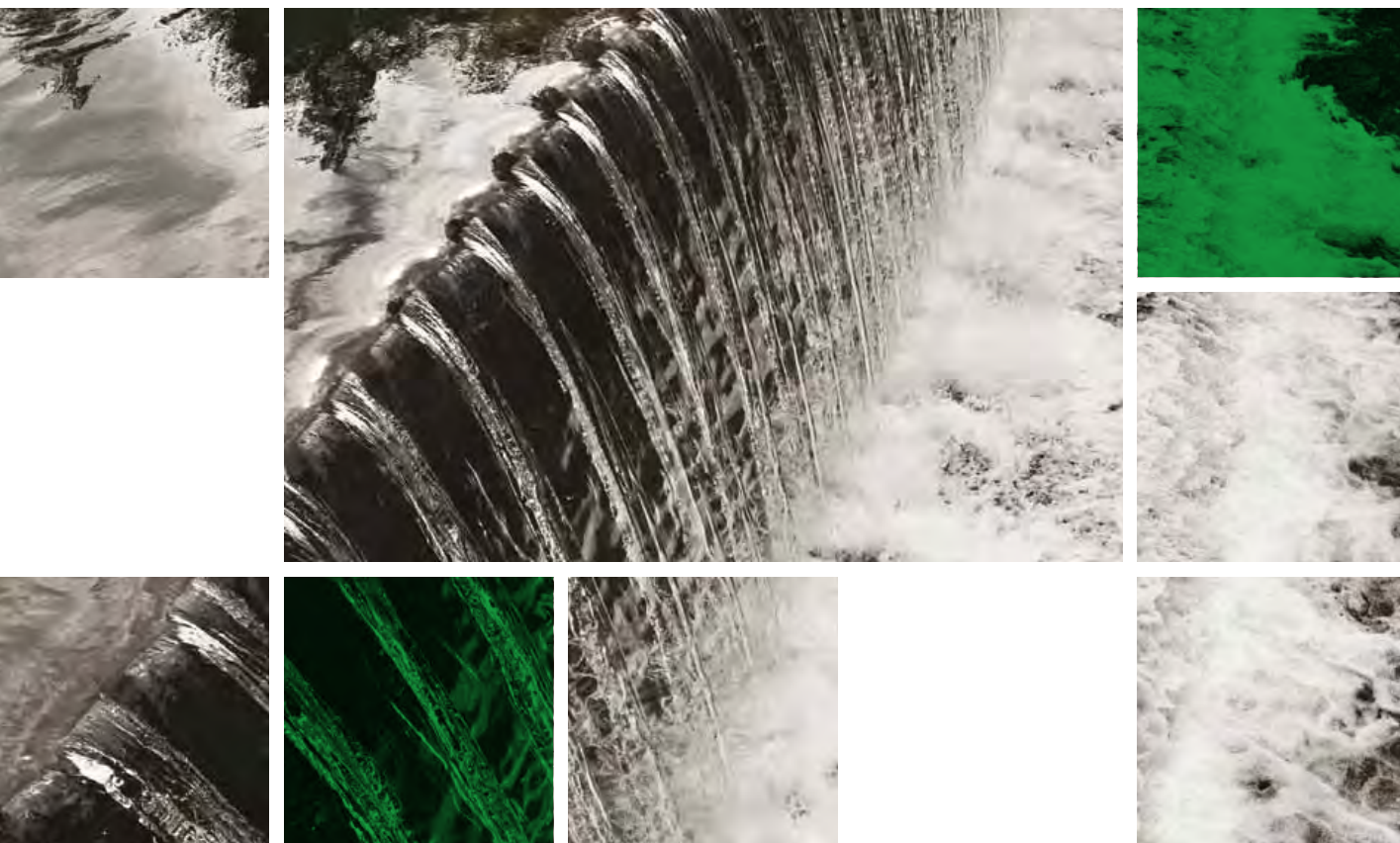
La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity rilevati durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	2014	2013
Saldo di apertura al 1° gennaio	(2)	2
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	12	(4)
Saldo di chiusura al 31 dicembre	10	(2)

45.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 per ciascun tipo di rischio.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati al FVTPL								
Sul rischio di tasso di interesse:								
- interest rate swap	24	25	2	1	24	25	(2)	(1)
- currency forward	-	-	-	-	535	1	(5)	-
Totale	24	25	2	1	559	26	(7)	(1)



46. Informativa sulle parti correlate

Per l'informativa sulle parti correlate si rimanda a quanto indicato nel Bilancio consolidato (Nota 48).

Per l'informativa sulla remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche si rimanda a quanto pubblicato nella Relazione sulla remunerazione, pubblicata sul sito internet della Società (www.enelgreenpower.com, sezione "Governance").

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

Si riportano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

La società controllante Enel SpA

I rapporti con la controllante Enel SpA riguardano principalmente:

- > 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 SpA;
- > i servizi di direzione e coordinamento svolti dalla Capogruppo Enel SpA nei confronti di Enel Green Power SpA.

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 SpA;

- > 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 (già Enel Servizi 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.

Rapporti commerciali e diversi 2014

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
			al 31.12.2014		2014	
Società controllante						
Enel SpA	7	40	-	21	-	-
Totale	7	40	-	21	-	-
Imprese controllate e collegate						
3SUN Srl	4	-	51	-	-	-
Almeyda Solar SpA	1	-	-	-	4	1
Altomonte FV Srl	2	-	-	-	-	-
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	7	-	-	-	-	7
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	12	-	-	-	-	10
Enel Brasil Participações Ltda	6	-	-	-	-	1
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Calabria Srl	3	1	-	-	-	2
Enel Green Power Chile Limitada	4	-	-	-	-	-
Enel Green Power Costa Rica SA	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cristal Eólica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Damascena Eólica SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	-	-	-	-	-	1
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SA	19	6	-	7	-	6
Enel Green Power Esperança Eólica SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Fazenda SA	1	-	-	-	1	1
Enel Green Power Finale Emilia Srl	17	-	-	-	-	21
Enel Green Power France Sas	-	-	-	1	-	1
Enel Green Power Guatemala SA	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	14	3	-	1	-	2
Enel Green Power International BV	5	-	-	-	-	2
Enel Green Power Joana Eólica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Latin America Ltda	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America Inc.	11	-	-	-	-	11
Enel Green Power Panama SA	3	-	-	-	-	2
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Pedra do Geronimo Eólica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Primavera Eólica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Puglia Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	17	1	-	1	-	4
Enel Green Power Salto Apiacás SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power São Judas Eólica SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power Solar Energy Srl	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Tacaico Eólica SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power TSS Srl	3	-	-	-	-	(1)
Energia Eólica Srl	1	1	-	-	-	-
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	2	-	-	-	-	1

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
			al 31.12.2014		2014	
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	5	-	-	-	-	4
Enerlive Srl	1	1	-	-	-	-
Enexon Hellas SA	1	-	-	-	-	-
Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	1	-	-	-	-	1
Generadora de Occidente Ltda	-	-	-	-	-	1
Geotérmica del Norte SA	1	-	-	-	-	-
Kalenta Ltd	1	-	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	1	-	-	-	-	-
Origin Wind Energy LLC	6	-	-	-	-	6
PH Chucas SA	3	-	-	-	-	2
Parque Eólico Cabo Villano SL	1	-	-	-	-	-
Parque Eólico Sierra del Madero SA	1	-	-	-	-	-
Parque Eólico Talinay SA	-	-	-	-	-	1
Parque Eólico Taltal SA	2	-	-	-	-	3
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	3	-	-	-	-	1
PowerCrop Srl	2	-	-	-	-	1
Provedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Renovables de Guatemala SA	2	-	-	-	-	1
Stipa Nayaá SA de Cv	1	-	-	-	-	1
Totale	198	13	51	10	5	100
Società del Gruppo Enel						
Endesa SA	-	1	-	-	-	-
Enel Distribuzione SpA	1	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	-	16	9	-	-	-
Enel Energy Europe SL	-	2	-	1	-	-
Enel.Factor SpA	-	19	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	4	-	1	-	-
Enel Italia Srl	-	21	-	30	-	-
Enel Produzione SpA	112	35	2	7	-	-
Enel Sole Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Trade SpA	17	3	-	-	191	-
Totale	130	101	11	39	191	-
TOTALE	335	154	62	70	196	100

Rapporti commerciali e diversi 2013

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
			al 31.12.2013		2013	
Società controllante						
Enel SpA	-	42	-	22	-	-
Totale	-	42	-	22	-	-
Imprese controllate e collegate						
3SUN Srl	6	4	14	-	-	1
Adams Solar PV Project Two (Pty) Ltd	-	2	-	-	-	-
Almeyda Solar SpA	8	-	-	-	8	-
Altomonte FV Srl	2	-	-	-	-	1
Buffalo Dunes Wind Project LLC	5	-	-	-	-	5
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	2	-	-	-	-	2
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	2	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica Puyehue SA	2	-	-	-	-	-
Endesa SA	-	1	-	1	-	-
Enel Brasil Participações Ltda	7	-	-	-	-	1
Enel Cove Fort LLC	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	6	-	-	-	5	1
Enel Green Power Calabria Srl	4	1	-	-	-	4
Enel Green Power Canaro Srl	16	-	-	-	-	-
Enel Green Power Chile Limitada	6	-	-	-	-	4
Enel Green Power Costa Rica SA	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cristal Eólica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Cutro Srl (già IRIS 2006 Srl)	12	1	-	-	-	10
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power España SA	50	12	-	6	-	10
Enel Green Power Finale Emilia Srl	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power France Sas	4	1	-	1	-	1
Enel Green Power Guatemala SA	4	-	-	-	-	2
Enel Green Power Hellas SA	8	2	-	1	-	2
Enel Green Power International BV	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power Joana Eólica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Latin America Ltda	3	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power North America Inc.	19	-	-	-	-	9
Enel Green Power Panama SA	12	-	-	-	-	1
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Pedra do Geronimo Eólica SA	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power Primavera Eólica SA	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Puglia Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Romania Srl	20	-	-	-	-	4
Enel Green Power San Gillio Srl	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power São Judas Eólica SA	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Tacaico Eólica SA	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power TSS Srl	3	-	-	-	-	-
Energia Eolica Srl	4	1	-	-	-	-

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2013		2013		2013	
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	1	-	-	-	-	1
Enerlive Srl	2	2	-	-	-	-
Enexon Hellas SA	1	-	-	-	-	-
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	7	-	-	-	-	-
Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	1	-	-	-	-	-
Geotérmica del Norte SA	1	-	-	-	-	-
IMA Engineering Solutions Srl	3	-	-	-	-	1
International Wind Parks of Achaia SA	2	-	-	-	-	-
Kalenta Ltd	1	-	-	-	-	-
Maicor Wind Srl	2	-	-	-	-	-
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhydro S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Molinos de Viento del Arenal SA	1	-	-	-	-	-
PH Chucas SA	2	-	-	-	-	1
Parque Eólico Sierra del Madero SA	1	-	-	-	-	-
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	3	-	-	-	-	3
PowerCrop Srl	1	-	-	-	-	1
Provedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Renovables de Guatemala SA	2	-	-	-	-	-
Solar Morea Energiaki SA	1	-	-	-	-	-
Stipa Nayaá SA de Cv	7	-	-	-	-	-
Varokub Green Energy Srl	1	-	-	-	-	1
Altre parti correlate	3	4	-	1	-	6
Totale	282	31	14	10	13	88
Società del Gruppo Enel						
Enel Distribuzione SpA	1	-	1	-	-	-
Enel Energia SpA	-	12	5	-	-	-
Enel Energy Europe SL	-	1	-	1	-	-
Enel.Factor	-	14	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	13	-	8	-	-
Enel Produzione SpA	85	29	-	9	-	-
Enel Servizi Srl	1	50	-	28	-	-
Enel Trade SpA	39	6	-	-	400	-
Enel.si Srl	4	3	3	-	-	1
Totale	130	128	9	46	400	1
TOTALE	412	201	23	78	413	89

Rapporti finanziari 2014

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Oneri	Proventi
	al 31.12.2014		2014	
Impresa controllante				
Enel SpA	12	67	31	-
Totale	12	67	31	-
Imprese controllate e collegate				
3SUN Srl	13	-	-	1
Enel Brasil Participações Ltda	-	-	-	1
Enel Green Power Calabria Srl	-	4	-	3
Enel Green Power Chile Limitada	-	-	-	2
Enel Green Power Finale Emilia Srl	11	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	-	1
Enel Green Power International BV	237	2.201	90	3
Enel Green Power México S de RL de Cv	-	-	-	1
Enel Green Power North America Development	82	-	-	-
Enel Green Power North America Inc.	453	-	-	4
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	60	-	-
Enel Green Power Solar Energy Srl	-	-	-	3
Enel Green Power Strambino Solar Srl	1	-	-	-
Energia Eolica Srl	3	2	-	3
Enerlive Srl	-	7	-	-
LaGeo SA de Cv	-	-	-	30
Maicor Wind Srl	-	1	-	4
PowerCrop Srl	10	-	-	-
Totale	810	2.275	90	56
Società del Gruppo Enel				
Enel Trade SpA	11	-	2	76
Enel Finance International NV	-	501	4	-
Totale	11	501	6	76
TOTALE	833	2.843	127	132

Rapporti finanziari 2013

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Oneri	Proventi
	al 31.12.2013		2013	
Impresa controllante				
Enel SpA	8	306	26	1
Totale	8	306	26	1
Imprese controllate e collegate				
3SUN Srl	13	-	-	1
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	44	-	-	2
Enel Green Power Canaro Srl	-	-	-	1
Enel Green Power Finale Emilia Srl	5	-	-	-
Enel Green Power International BV	-	2.210	87	2
Enel Green Power México S de RL de Cv	-	-	-	1
Enel Green Power North America Inc.	-	-	-	4
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	51	-	-
Enel Green Power San Gillio Srl	-	-	-	1
Enel Green Power Strambino Solar Srl	1	-	-	-
Energia Eolica Srl	1	4	-	1
Enerlive Srl	-	4	-	-
Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	-	-	-	1
LaGeo SA de Cv	-	-	-	32
Maicor Wind Srl	-	1	-	4
PowerCrop Srl	5	-	-	-
Altre parti correlate	-	1	-	1
Totale	69	2.271	87	51
Società del Gruppo Enel				
Enel Trade SpA	-	2	3	25
Totale	-	2	3	25
TOTALE	77	2.579	116	77

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 a, e usufruisce di servizi di distribuzione e trasporto per, un certo numero di società controllate dallo Stato (azionista di Enel SpA).

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

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

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
al 31.12.2014			2014		2014	
Parti correlate esterne al Gruppo Enel						
GME SpA	-	-	4	11	522	3
GSE SpA	108	1	1	2	26	360
Terna SpA	-	-	21	(1)	2	-
Totale	108	1	26	12	550	363

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
al 31.12.2013			2013		2013	
Parti correlate esterne al Gruppo Enel						
GME SpA	-	-	12	21	407	5
GSE SpA	92	2	-	2	27	313
Terna SpA	-	-	8	-	7	-
Totale	92	2	20	23	441	318

47. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Fideiussioni e garanzie prestate a:	3.215	2.114	1.101
- terzi	53	58	(5)
- imprese controllate	3.162	2.056	1.106
Impegni assunti:	636	754	(118)
- forniture e prestazioni	636	754	(118)
Totale	3.851	2.868	983

Le fideiussioni rilasciate nell'interesse di società controllate sono relative alla copertura degli impegni assunti, riconducibili tipicamente a garantire la serietà della partecipazione a gare indette per lo sviluppo di nuovi progetti, il pagamento di taluni contratti di costruzione di impianti, la connessione alla rete elettrica degli impianti in costruzione e/o in esercizio,

le prestazioni sui contratti pluriennali di vendita di energia. Inoltre, per effetto dell'opzione di acquisto (put e call incrociate) delle partecipazioni detenute da terze parti in alcune società, la Società ha assunto impegni non iscritti nello Stato patrimoniale per acquisti a termine stimati in 24 milioni di euro.

48. Passività e attività potenziali

Per le passività e attività potenziali si rimanda a quanto indicato nel Bilancio consolidato, laddove riferibile alla società Enel Green Power SpA.

49. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio si rimanda a quanto indicato nel Bilancio consolidato, laddove riferibile alla società Enel Green Power SpA.

Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2014 riconosciuti alla Società di revisione e alle entità appartenenti al suo network a fronte di prestazioni di servizi sono riepilogati nella tabella che segue, redatta secondo quanto indicato dall'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB".

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (milioni di euro)
Enel Green Power SpA		
Revisione contabile	Ernst & Young SpA	0,3
Servizi di attestazione	Ernst & Young SpA	0,1
Totale		0,4
Società controllate da Enel Green Power SpA		
Revisione contabile	Ernst & Young SpA	0,1
	Entità della rete di REY	1,5
Servizi di attestazione	Ernst & Young SpA	-
	Entità della rete di REY	-
Totale		1,6
TOTALE		2,0

Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali dell'ultimo bilancio di Enel SpA, che esercita attività di direzione e coordinamento su Enel Green Power SpA.

Stato patrimoniale

Milioni di euro	al 31.12.2013
ATTIVITÀ	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	20
Partecipazioni	39.289
Attività finanziarie non correnti	1.520
Altre attività non correnti	762
Totale	41.591
Attività correnti	
Crediti commerciali	216
Attività finanziarie correnti	5.457
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.123
Altre attività correnti	573
Totale	9.369
TOTALE ATTIVITÀ	50.960
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	
PATRIMONIO NETTO	
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	17.764
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	489
Passività finanziarie non correnti	2.098
Altre passività non correnti	283
Totale	20.634
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.714
Debiti commerciali	212
Passività finanziarie correnti	824
Altre passività correnti	709
Totale	4.459
TOTALE PASSIVITÀ	25.093
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	50.960

Conto economico

Milioni di euro	2013
Ricavi	275
Costi	349
Proventi da partecipazioni	2.028
Proventi/(Oneri) finanziari netti	(790)
Imposte	(208)
UTILE DELL'ESERCIZIO	1.372

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 di esercizio di Enel Green Power SpA al 31 dicembre 2014, 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 SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 *bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - b. l'effettiva applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel Green Power SpA, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2014 e il 31 dicembre 2014.
2. Al riguardo si segnala che:
 - a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel Green Power SpA è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "Internal Controls - Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.
3. Si attesta inoltre che il Bilancio di esercizio di Enel Green Power SpA al 31 dicembre 2014:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, inserita nella Relazione finanziaria annuale 2014 e che correda il Bilancio di esercizio di Enel Green Power SpA al 31 dicembre 2014, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

Roma, 12 marzo 2015

Francesco Venturini
Amministratore Delegato
di Enel Green Power SpA

Giulio Antonio Carone
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel Green Power SpA





Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel Green Power SpA

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel Green Power SpA convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2014 (ai sensi dell'art. 153 del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998)

Signori azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2014 abbiamo svolto per la società Enel Green Power SpA (nel prosieguo anche la "Società") l'attività di vigilanza prevista dalla legge. In particolare, ai sensi del combinato disposto dell'art. 149, comma 1, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Testo Unico della Finanza") e dell'art. 19, comma 1, del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Decreto 39/10") abbiamo vigilato:

- (i) circa l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- (ii) in merito all'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, per gli aspetti di nostra competenza;
- (iii) circa l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione del rischio;
- (iv) sul processo di informativa finanziaria e sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- (v) sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
- (vi) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina delle società quotate (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Codice di Autodisciplina"), cui la Società aderisce;
- (vii) circa l'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle sue controllate per consentire alla stessa Enel Green Power SpA di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al mercato previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato particolari criticità.

Anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla CONSOB con comunicazione n. DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo quanto segue.

- > Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello Statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo.
- > Abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power SpA, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo Statuto e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale. Per la descrizione delle caratteristiche delle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale esaminate, si rimanda a quanto riferito nella Relazione sulla gestione degli Amministratori al Bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 (capitolo "Fatti di rilievo del 2014").

- > Non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo Enel Green Power o con parti correlate.
- > Abbiamo constatato che la Relazione finanziaria annuale, che comprende, tra l'altro, il Bilancio di esercizio della Società e il Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power, reca un'unica Relazione sulla gestione; quest'ultima concerne sia il Bilancio di esercizio sia il Bilancio consolidato.
- > Abbiamo constatato che nel capitolo "Informativa sulle parti correlate" inserito nelle Note di commento al Bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come Bilancio 2014), gli Amministratori hanno indicato adeguatamente le principali operazioni con parti correlate – individuate sulla base dei principi contabili internazionali e delle disposizioni emanate in materia dalla CONSOB – effettuate dalla Società; a tale capitolo rinviamo per quanto attiene all'individuazione della tipologia delle operazioni e dei relativi effetti economici, patrimoniali e finanziari. Sono ivi richiamate, inoltre, le modalità procedurali adottate per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto dei criteri di trasparenza e di correttezza procedurale e sostanziale. Si dà atto che le operazioni ivi indicate sono state poste in essere nel rispetto delle modalità di approvazione ed esecuzione previste nell'apposita Procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate (d'ora in avanti, per brevità, indicata come "Procedura"). Tale Procedura – adottata dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 1° dicembre 2010 e da ultimo modificata dal medesimo Consiglio in data 3 febbraio 2014 –, è stata redatta nel rispetto di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB e individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel Green Power SpA direttamente ovvero per il tramite di società controllate. La suddetta Procedura è descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014. Tutte le operazioni con parti correlate poste in essere nel periodo di riferimento e riportate nelle Note di commento al Bilancio 2014 sono riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato.
- > La Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio 2014 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS*) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento CE n. 1606/2002, in vigore alla chiusura dell'esercizio 2014, e alle interpretazioni emesse e in vigore alla stessa data (l'insieme di tali principi e interpretazioni di riferimento di seguito sarà indicato come "IFRS-EU"). La Società ha, inoltre, dichiarato che il Bilancio 2014 è stato predisposto e redatto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e dei relativi provvedimenti attuativi nonché nella prospettiva della continuità aziendale dell'attività, applicando il metodo del costo storico, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value. Nelle Note di commento al Bilancio 2014 sono riportati analiticamente i principi contabili e i criteri di valutazione adottati. Con riferimento alle mutate modalità di classificazione dei costi per acquisto energia, dei crediti finanziari verso controllate e joint venture e 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 del Bilancio, si è proceduto a effettuare delle riclassifiche agli schemi del 2013 di Conto economico, Stato patrimoniale e Rendiconto finanziario, con l'obiettivo di maggiore comparabilità dei dati. Il Bilancio 2014 di Enel Green Power SpA è stato sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA che, ai sensi degli artt. 14 e 16 del decreto 39/2010, ha espresso al riguardo, a mezzo di apposita relazione, un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione con il Bilancio. Abbiamo valutato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile di esercizio 2014 e non abbiamo osservazioni.
- > La Società ha dichiarato di aver predisposto anche il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Bilancio consolidato 2014") del Gruppo Enel

Green Power – al pari di quello dell’esercizio precedente – redatto in conformità ai principi “IFRS-EU”, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e dai relativi provvedimenti attuativi. Anche il Bilancio consolidato 2014 del Gruppo Enel Green Power è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando il metodo del costo storico, con l’eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value. Riguardo ai principi contabili di recente emanazione, nelle Note, oltre ai principi non ancora applicabili e pertanto non adottati, sono riportati i principi di prima adozione fra i quali rileva l’IFRS 11 “*Accordi a controllo congiunto*”, la cui applicazione, come riportato nel paragrafo 4 delle Note di commento al Bilancio consolidato 2014 (rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013), ha comportato la rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013. Il Bilancio consolidato 2014 del Gruppo Enel Green Power è stato anch’esso sottoposto al giudizio professionale della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA che, ai sensi degli artt. 14 e 16 del decreto 39/2010, ha espresso al riguardo a mezzo di apposita relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione con il Bilancio consolidato 2014.

La Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA, per gli incarichi a essa conferiti, ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all’esercizio 2014 delle società italiane del Gruppo Enel Green Power sottoposte a revisione senza rilievi. Le attività di verifica svolte da parte dei corrispondenti esteri della Reconta Ernst & Young SpA sui reporting package delle principali società estere del Gruppo Enel Green Power, selezionate in base al piano di lavoro predisposto dalla stessa Società e utilizzati per la redazione del Bilancio consolidato 2014 del Gruppo non hanno fatto emergere rilievi di significatività tale da dovere essere riflessi nel giudizio sul bilancio medesimo. Gli organi di controllo delle principali società italiane del Gruppo Enel Green Power hanno dichiarato, per quanto di competenza, di aver svolto la propria attività di vigilanza nel rispetto della normativa di riferimento e non hanno segnalato anomalie e/o rilievi, esprimendo nel contempo parere favorevole all’approvazione dei bilanci da parte delle rispettive Assemblee.

- > Segnaliamo che nelle Relazioni sulla gestione tanto al Bilancio 2014 quanto al Bilancio consolidato 2014 del Gruppo Enel Green Power è stata riportata la descrizione dei principali rischi e incertezze a cui la Società e il Gruppo Enel Green Power sono esposti, unitamente alle informazioni attinenti all’ambiente e al personale, con riferimento alle modifiche introdotte dal decreto legislativo n. 32 del 2 febbraio 2007 – attuativo della direttiva 2003/51/CE che ha modificato precedenti direttive 78/660, 83/349, 86/635 e 91/674/CEE relative ai conti annuali e ai conti consolidati di taluni tipi di società – all’art. 2428, commi 1 e 2, del codice civile. I rischi e le incertezze in questione sono stati approfonditi dal Collegio Sindacale nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti e i responsabili delle Funzioni Amministrazione, Finanza e Controllo, Audit e Risk Management, nonché con le altre strutture coinvolte.
- > Segnaliamo che – tenuto conto delle raccomandazioni formulate dall’Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati (“ESMA”) in data 21 gennaio 2013, intese ad assicurare una maggiore trasparenza delle metodologie adottate da parte delle società quotate nell’ambito delle procedure di impairment test sull’avviamento (in linea con quanto raccomandato dal documento congiunto Banca d’Italia - CONSOB - ISVAP n. 4 del 3 marzo 2010) – la rispondenza della procedura di impairment test alle prescrizioni del principio contabile internazionale IAS 36 ha formato oggetto di espressa approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Società, previo parere favorevole rilasciato al riguardo dal Comitato Controllo e Rischi, nella seduta del 24 febbraio 2015, ossia in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio 2014.
- > Diamo atto che il Consiglio di Amministrazione della Società – a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato Controllo e Rischi – ha attestato, alla data di approvazione del progetto di Bilancio relativo all’esercizio 2014, la perdurante osservanza, nell’ambito del Gruppo Enel Green Power, della disciplina dettata dalla CONSOB in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni che le società controllate, costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all’Unione Europea, devono rispettare affinché le azioni di Enel Green Power SpA possano rimanere quotate nei mercati regolamentati italiani (ai sensi dell’art. 36 del c.d. “Regolamento Mercati”, approvato con deliberazione CONSOB n. 16191 del 29 ottobre 2007).

- > Diamo atto che il Consiglio di Amministrazione, a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato Controllo e Rischi, ha attestato altresì che la Società soddisfa le condizioni richieste per la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di un'altra società quotata, di cui all'art. 37, comma 1, del Regolamento Mercati. Inoltre, ai sensi dell'art. 37, comma 1, lettera c) del Regolamento Mercati, il Collegio ha proceduto a verificare l'attestazione del Consiglio di Amministrazione relativa all'esistenza dell'interesse sociale al rapporto di tesoreria accentrata in essere tra la Società e la controllante Enel SpA.
- > Abbiamo vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società (e, più in generale, del Gruppo Enel Green Power nel suo insieme) tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con gli organi di controllo delle principali società italiane del Gruppo Enel Green Power al fine del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti.
- > Abbiamo preso atto che nel corso del 2014 Enel Green Power SpA ha continuato il perseguimento della strategia organizzativa cosiddetta "Organizzazione Transnazionale" mirata a identificare cambiamenti organizzativi a supporto del business per il raggiungimento di una maggiore flessibilità organizzativa, coerente con la natura multinazionale del Gruppo.

Inoltre, la Società nel corso del 2014 ha proceduto a una rivisitazione della struttura organizzativa al fine di ottimizzare l'operatività delle varie aree di business e funzioni bilanciandone le sinergie, data anche la crescita delle dimensioni del Gruppo, della sua diversità e della sua complessità geografica.

La nuova struttura organizzativa del Gruppo, risulta essere la seguente:

1) Aree di business:

- *Europa*, che comprende l'Iberia, oltre alle "country" precedentemente incluse nell'area Italia ed Europa;
- *America Latina*, che comprende i Paesi del Centro e Sud America oggetto di una forte crescita negli ultimi anni (Brasile, Cile e Paesi andini, Messico e Centro America);
- *Nord America* che comprende Stati Uniti e Canada;

2) Funzioni di Line:

- Business Development;
- Engineering & Construction;
- Operation & Maintenance;

impegnate rispettivamente nello sviluppo, nella costruzione e nella messa in esercizio e manutenzione degli impianti;

3) Funzioni di Staff e Service:

- Amministrazione, Finanza e Controllo;
- Relazioni Esterne;
- Affari regolamentari;
- Acquisti;
- Health, Safety, Environment & Quality;
- Personale e Organizzazione;
- Affari Legali;
- Audit;
- Information & Communication Technology;
- Innovazione e Sostenibilità.

Tale struttura è volta a garantire la gestione dei processi centrali di governance e i servizi di supporto al business.

Rispetto alla struttura organizzativa al 31 dicembre 2013 le principali novità hanno riguardato:

- 1) la Funzione Business Development, che è stata ulteriormente articolata con la costituzione delle Aree Africa and Middle East e Asia Pacific;
- 2) la Funzione Risk Management, che è stata integrata in parte all'interno della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo, con riferimento alla gestione del rischio (finanziario, commodity e counterparty) e

delle assicurazioni, e in parte nella Funzione Operation & Maintenance relativamente alla gestione del rischio industriale;

- 3) la cessione di tutti gli asset in Francia e la costituzione della country Sudafrica la cui responsabilità è stata allocata nell'Area Europa;
- 4) le attività legate alla sostenibilità e all'innovazione, che sono confluite all'interno della nuova Funzione Innovazione e Sostenibilità, con l'obiettivo di massimizzare l'integrazione dello sviluppo sostenibile nella catena di valore, promuovere l'utilizzo razionale delle risorse e diffondere modalità di community involvement coerenti con il modello di "Creating Shared Value" aziendale;
- 5) riorganizzazione delle famiglie professionali Health, Safety, Environment & Quality, Personale e Organizzazione, Operation & Maintenance e Business Development, al fine di completare l'integrazione fra funzioni centrali e Aree di business.

I cambiamenti sopra descritti sono stati supportati da specifici progetti organizzativi quali per esempio il "Global Professional System", che dal 2012 lavora alla creazione di cataloghi delle professioni mirati a definire un linguaggio comune per gestire e allineare i processi interni di selezione, valutazione, sviluppo, training e mobilità.

Inoltre, la Società provvede, su base continuativa, a monitorare le best practice di mercato, al fine di avviare tempestivamente eventuali azioni di miglioramento dei propri processi aziendali.

In ragione di quanto sopra riteniamo che il sistema organizzativo sopra descritto sia adeguato a supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel Green Power e risulti coerente con le esigenze di controllo.

- > Abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA avendo ricevuto dalla stessa specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito (secondo quanto previsto dall'art. 17, comma 9, lett. a) del decreto 39/2010) e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato, così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. d) del decreto 39/2010, circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alle società del Gruppo Enel Green Power da parte della Reconta Ernst & Young SpA e delle entità appartenenti al relativo network, i cui corrispettivi sono indicati nelle Note di commento al Bilancio 2014. In seguito alle verifiche effettuate, il Collegio Sindacale ritiene che non esistano criticità in ordine all'indipendenza della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA. Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3, del Testo Unico della Finanza, nel corso delle quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.
- > La Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA ha inoltre provveduto a presentarci, ai sensi di quanto previsto dall'art. 19, comma 3, del decreto 39/2010, con riferimento all'esercizio 2014, la relazione "sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale" dalla quale non è emersa la presenza di carenze significative rilevate nel sistema di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria. Si segnala in proposito che, in merito ad alcune tematiche concernenti i processi amministrativi, la Società di revisione ha comunque fornito suggerimenti che, condivisi dalle strutture operative della Società, hanno consentito di effettuare interventi migliorativi.
- > Abbiamo vigilato sul processo di informativa finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e sull'affidabilità dello stesso a rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei principi della corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo. Abbiamo svolto le relative verifiche mediante l'ottenimento di informazioni dal responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società (tenuto conto del ruolo di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rivestito dall'interessato), l'esame della documentazione aziendale e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA. L'Amministratore Delegato e il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel Green Power SpA hanno attestato con apposita

relazione, con riferimento al Bilancio 2014: (i) l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del bilancio medesimo ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento CE 1606/2002; (iii) la corrispondenza del bilancio in questione alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la sua idoneità a rappresentare in maniera veritiera e corretta la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società; (iv) che la Relazione sulla gestione, che correda il bilancio, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui quest'ultima è esposta. Nella citata relazione è stato altresì segnalato che l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio della Società è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria e che dalla valutazione di detto sistema non sono emersi aspetti di rilievo. Analoga relazione di attestazione risulta redatta con riguardo al Bilancio consolidato 2014. La valutazione del sistema di controllo interno è stata supportata anche dagli esiti del c.d. "monitoraggio indipendente".

- > Abbiamo vigilato sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi anche con i) periodici incontri con il responsabile della Funzione Audit, ii) la tenuta di riunioni congiunte con il Comitato Controllo e Rischi, iii) la condivisione della documentazione oggetto di esame in tali adunanze e iv) la partecipazione del Presidente del Collegio Sindacale alle riunioni del solo Comitato Controllo e Rischi. Alla luce delle verifiche effettuate, e in assenza di criticità significative rilevate, si ha motivo di ritenere che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia adeguato, efficace ed effettivamente funzionante; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2015, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel piano industriale 2015-2019 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi.
- > Diamo atto che nel corso dell'esercizio non sono pervenute a codesto Collegio denunce di fatti censurabili ex art. 2408 del codice civile, né esposti.
- > Abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina, cui la Società aderisce, verificando la conformità del sistema di corporate governance di Enel Green Power alle raccomandazioni espresse da tale Codice. Una dettagliata informativa sul sistema di corporate governance della Società è contenuta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014.
- > Si segnala, secondo quanto previsto dal criterio applicativo 3.C.5 del Codice di Autodisciplina, che il Collegio Sindacale, nel mese di febbraio 2015, ha verificato che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina medesimo e ha adottato e seguito una procedura di accertamento trasparente, le cui caratteristiche sono descritte nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale ha verificato la sussistenza dei relativi requisiti nel mese di maggio 2014, a seguito del rinnovo dell'organo di controllo e, quindi, nel mese di febbraio 2015. I componenti del Collegio Sindacale, in conformità all'art. 144 *quaterdecies*, comma 3 *bis*, del c.d. "Regolamento Emittenti", adottato dalla CONSOB con deliberazione n. 11971 del 14 maggio 1999, hanno rilevato che non ricorrono i presupposti per la comunicazione degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti in società di capitali italiane previsti dall'art. 148 *bis* del Testo Unico della Finanza e dagli artt. 144 *duodecies* e seguenti del Regolamento Emittenti.
- > Diamo atto che apposita informativa sulla remunerazione maturata nel corso dell'esercizio 2014, in ragione dei rispettivi incarichi ricoperti dall'Amministratore Delegato/Direttore Generale, dagli altri Amministratori e dai Sindaci, è contenuta nella Relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza, che è stata sottoposta all'approvazione del Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, e pubblicata nel rispetto dei termini di legge; analoga informativa è fornita nel medesimo documento su base aggregata, nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, per

i dirigenti con responsabilità strategiche. Si dà atto che la remunerazione dell'Amministratore Delegato/ Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche è allineata alla best practice, rispettando il principio del legame con adeguati obiettivi di performance, anche di natura non economica, e perseguendo la creazione di valore per gli azionisti della Società in un orizzonte di medio-lungo periodo; si rileva che le proposte al Consiglio di Amministrazione in merito all'adozione della suddetta remunerazione e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, costituito da Amministratori indipendenti.

- > Diamo atto che la Società ha adottato nel giugno 2010 con effetti a partire dalla data di inizio delle negoziazioni delle azioni sul MTA, ossia dal 4 novembre 2010, un apposito regolamento per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate (consultabile sul sito internet aziendale www.enelgreenpower.com) nonché per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni aziendali, da ultimo modificato a dicembre 2012. Tale regolamento contiene adeguate disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire a Enel Green Power di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al mercato previsti dalla legge, ai sensi dell'art. 114, comma 2 del Testo Unico della Finanza. I principali contenuti di tale regolamento sono descritti nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014.
- > Diamo atto che nel corso dei mesi di maggio e dicembre 2014 l'Amministratore Delegato e il Presidente del Consiglio di Amministrazione hanno rassegnato le proprie dimissioni dalle suddette cariche nonché dalle cariche di Amministratori della Società. In ragione del fatto che la maggioranza degli Amministratori rimasti in carica era costituita da Consiglieri nominati dall'Assemblea degli azionisti tenutasi in data 24 aprile 2013, questi ultimi, nel corso delle riunioni del 23 maggio 2014 e del 17 dicembre 2014, hanno provveduto, ai sensi dell'art. 2386, comma 1 del codice civile, alla sostituzione degli Amministratori dimissionari. Tali deliberazioni sono state sottoposte seduta stante al Collegio Sindacale, il quale – in considerazione dell'esperienza professionale maturata dai candidati nonché della dichiarata insussistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità a loro carico e del possesso dei requisiti previsti dalla legge – ha provveduto ad approvarle.
- > Nel corso del 2014 il Collegio Sindacale ha rilasciato i seguenti pareri espressi ai sensi dell'art. 2389, comma 3 del codice civile:
 - nel corso della riunione del 25 luglio 2014, un parere sulla proposta, pervenuta dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni della Società, relativa al trattamento retributivo da riconoscere al nuovo Amministratore Delegato e Direttore Generale e alla riduzione dell'emolumento del Presidente del Consiglio di Amministrazione della Società in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 84 *ter* del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito con modifiche nella legge 9 agosto 2013, n. 98, recante "Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia" (c.d. "Decreto del fare");
 - nel corso della riunione del 17 dicembre 2014, a seguito delle dimissioni presentate dal Presidente del Consiglio di Amministrazione, il Collegio Sindacale ha provveduto a emettere un parere sulla proposta, pervenuta dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni della Società, concernente l'emolumento del nuovo Presidente del Consiglio di Amministrazione.
- > Diamo atto che la Società ha adottato in data 1° dicembre 2008 un Codice Etico (consultabile sul sito internet aziendale www.enelgreenpower.com) – successivamente aggiornato alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute, nonché per allinearne ulteriormente i contenuti alla best practice internazionale – che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e informando i comportamenti aziendali alla trasparenza e alla correttezza verso tutti gli stakeholder.
- > Diamo atto che con riferimento alla normativa contenuta nel decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (nel prosieguo, il "D.Lgs. 231/2001"), la Società ha adottato a far data dal 1° dicembre 2008, e successivamente aggiornato sulla base delle novità legislative di volta in volta emanate in materia, un modello organizzativo e gestionale i cui contenuti risultano coerenti con le linee guida elaborate dalle associazioni di categoria. Il modello in questione – concepito quale strumento da adottare da parte di tutte le società italiane del Gruppo – si compone di una "parte generale" e di diverse "parti speciali", dedicate alle diverse tipologie di reati individuati dal D.Lgs. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire. Per una descrizione delle

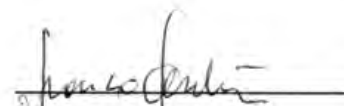
principali caratteristiche di tale modello e delle relative modalità di adozione da parte delle varie società del Gruppo si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014. La Società ha, inoltre, provveduto a costituire un Organismo di Vigilanza (OdV) – chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamento – composto da tre membri: nel corso del 2014 è risultato composto dai responsabili delle Funzioni Audit e Affari Legali e da un professionista esterno alla Società, dotato di esperienza e specifiche competenze in materia in grado di garantire autonomia e indipendenza, che ha assunto la carica di Presidente dell'OdV. Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2014 da parte dell'OdV mediante incontri dedicati; dall'esame di tali attività non è emersa evidenza di fatti e/o situazioni da menzionare nella presente relazione.

- > Si dà atto che, dal 1° dicembre 2008, il Consiglio di Amministrazione ha adottato il piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" (consultabile sul sito internet aziendale www.enelgreenpower.com) che integra il Codice Etico e il modello organizzativo e gestionale di cui al D.Lgs. 231/2001 recependo le raccomandazioni in materia di corruzione formulate da Transparency International.
- > L'attività di vigilanza del Collegio Sindacale nell'esercizio 2014 è stata svolta in ventidue (22) riunioni, di cui dodici (12) congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi, nonché con la partecipazione a diciotto (18) riunioni del Consiglio di Amministrazione e a sette (7) riunioni del Comitato Parti Correlate, di cui a due (2) riunioni ha partecipato il Collegio Sindacale mentre alle restanti cinque (5) ha partecipato il solo Presidente del Collegio Sindacale. Inoltre, relativamente alle undici (11) riunioni del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, il Presidente del Collegio Sindacale ha partecipato a dieci (10) riunioni, il Sindaco Ascoli ha partecipato a due (2) riunioni e il Sindaco Leccese ha partecipato a una (1) riunione.

Nel corso di detta attività di vigilanza e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA non sono stati rilevati omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere segnalazioni all'Autorità di vigilanza ovvero menzione nella presente relazione. Il Collegio Sindacale, a seguito dell'attività di vigilanza svolta e in base a quanto emerso nello scambio di dati e informazioni con la Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA, Vi propone di approvare il Bilancio di esercizio della Società al 31 dicembre 2014 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 8 aprile 2015

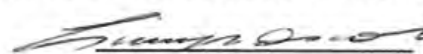
Il Collegio Sindacale



Prof. Franco Fontana – Presidente



Dott.ssa Maria Rosaria Leccese – Sindaco



Dott. Giuseppe Ascoli – Sindaco



Relazione della Società di revisione sul Bilancio di esercizio 2014 di Enel Green Power SpA

Relazione della società di revisione ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39

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

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, della Enel Green Power S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio d'esercizio presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione in data 9 aprile 2014. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Enel Green Power S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.

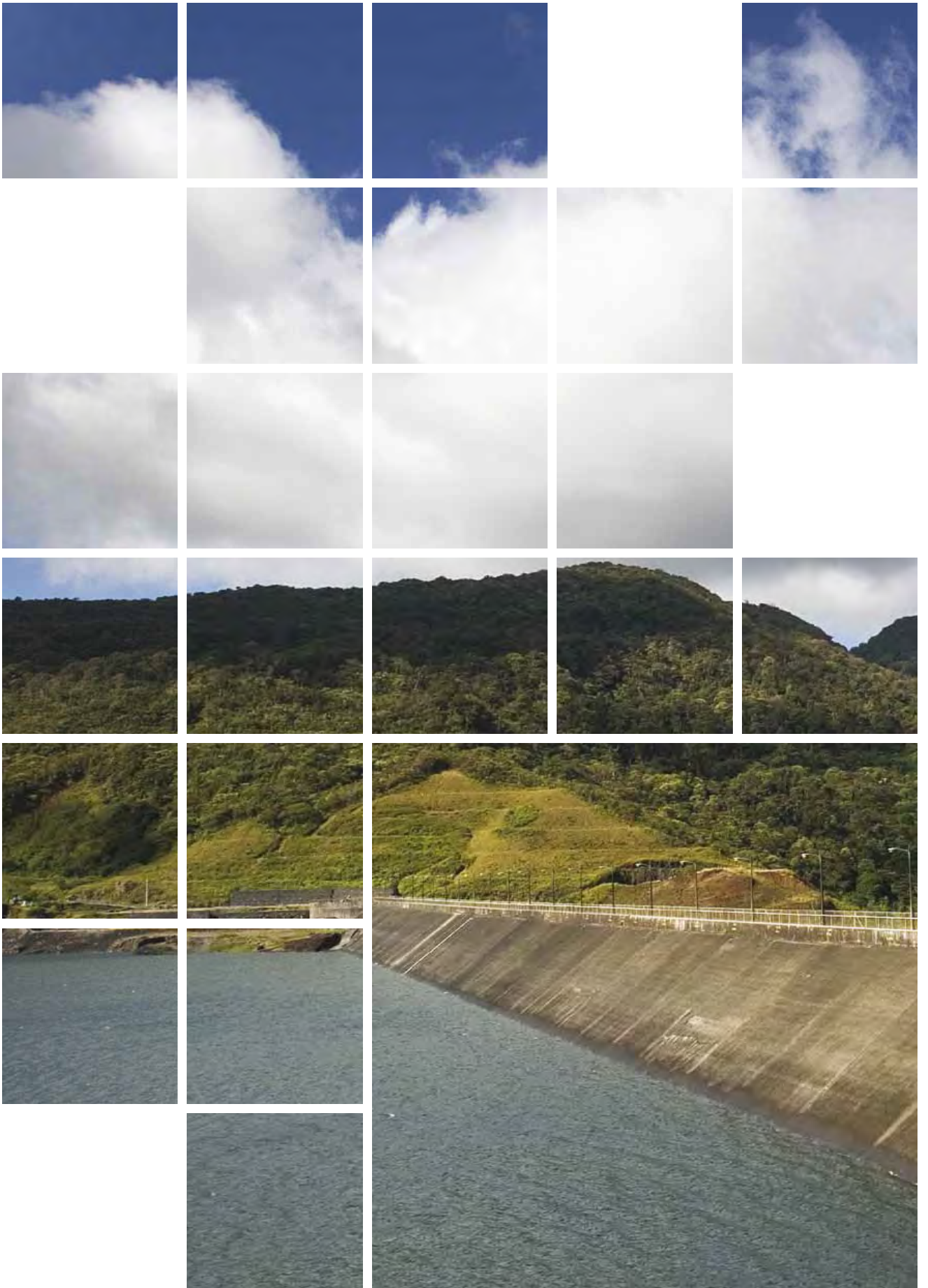
4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione *Governance* del sito internet della Enel Green Power S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2014.

Roma, 8 aprile 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.



Riccardo Rossi
(Socio)



Corporate governance

Corporate governance

Il sistema di corporate governance di Enel Green Power SpA è conforme ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate⁽²⁰⁾, cui la Società aderisce. L'indicato sistema di corporate governance è inoltre ispirato alle raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, alle best practice internazionali.

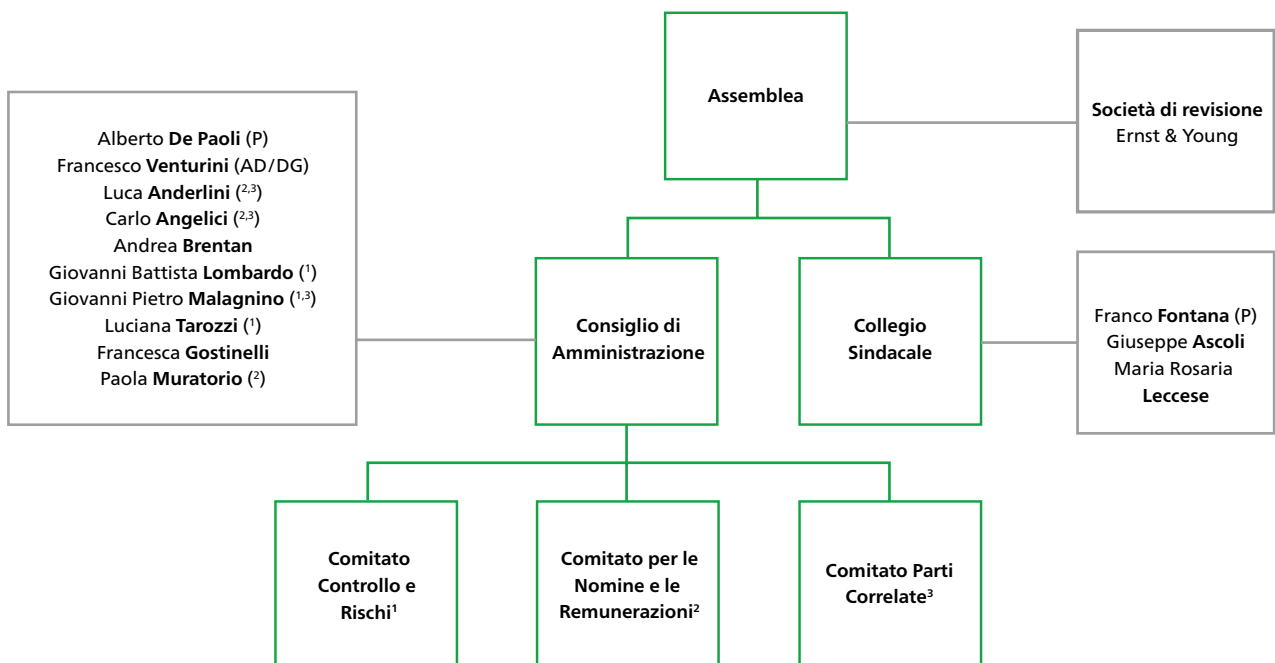
Il sistema di governo societario adottato da parte di Enel Green Power e del Gruppo societario che a essa fa capo risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il Gruppo è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società con azioni quotate, l'organizzazione della Società si caratterizza per la presenza:

- > di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere in ordine alla gestione aziendale, i cui membri sono nominati dall'Assemblea, sulla base delle liste presentate dagli azionisti e dal Consiglio di Amministrazione uscente, tenendo conto – tra gli altri – di requisiti di indipendenza ed equilibrio tra i generi;
- > di un Collegio Sindacale chiamato a vigilare: (i) circa l'os-

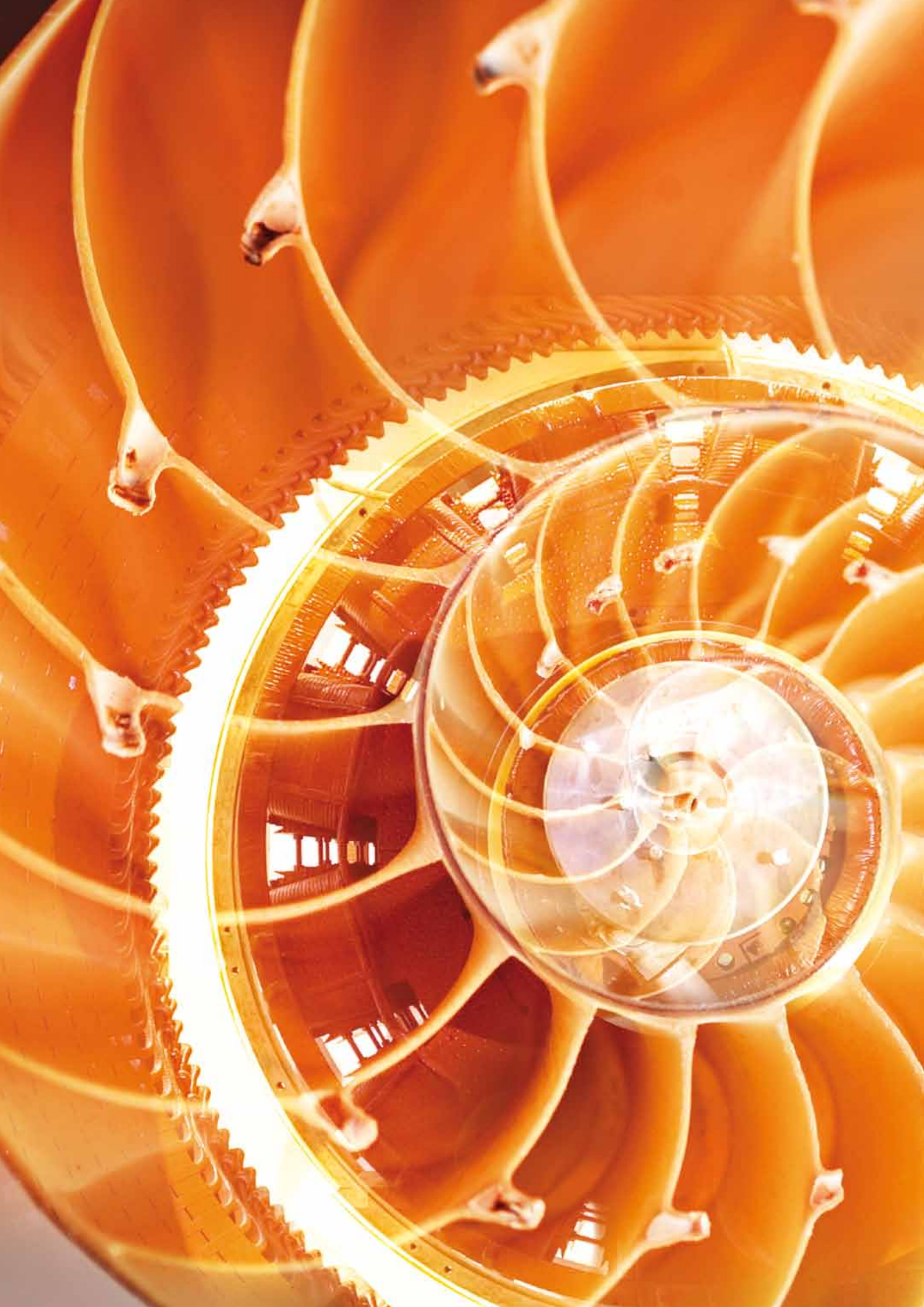
- servanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali; (ii) sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società; (iii) sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della società di revisione legale dei conti; e, infine, (iv) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;
- > dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito: (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità; (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili; (iii) all'acquisto e all'alienazione delle azioni proprie; (iv) ai piani di azionariato; (v) alle modificazioni dello Statuto sociale; (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili.

L'attività di revisione legale dei conti risulta affidata a una società specializzata iscritta nell'apposito registro, nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.



Per informazioni dettagliate sul sistema di corporate governance si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel Green Power, pubblicata sul sito internet della Società (www.enelgreenpower.com, sezione "Governance").

(20) Disponibile nelle sue varie edizioni sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo <http://www.borsaitaliana.it>).





Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2014

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 31 dicembre 2014, 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, la percentuale di possesso del Gruppo, nonché il metodo di consolidamento.

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Controllante								
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000	EUR	Enel SpA	100,00%	68,29%	Holding
Controllate								
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York	USA	-	USD	Chi Black River Inc. Hydro Development Group Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
3-101-665717 SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000	CRC	PH Chucas SA	62,48%	100,00%	Integrale
3SUN Srl	Catania	Italia	35.205.984	EUR	Enel Green Power SpA	33,33%	33,33%	Patrimonio netto
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%	Integrale
Adam Solar PV Project Three (Pty) Ltd	Mowbray	Repubblica del Sudafrica	1	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%	Integrale
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power Solar Energy Srl	80,00%	80,00%	Integrale
Aguilón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,60%	51,00%	Integrale
Albany Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Almeyda Solar SpA	Santiago	Cile	1.736.965.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	99,91%	100,00%	Integrale
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	3.010	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Altomonte Fv Srl	Cosenza	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	100,00%	Integrale
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.416	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Annandale Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Apiacás Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Aquenergy Systems Inc.	Greenville	USA	10.500	USD	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Atwater Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Autumn Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Barnet Hydro Company	Burlington	USA	-	USD	Sweetwater Hydroelectric Inc. Enel Green Power North America Inc.	100%	90,00% 10,00%	Integrale
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia	USA	-	USD	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	67,50%	Integrale
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia	USA	2	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Beaver Valley Power Company	Philadelphia	USA	30	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso		Metodo di consolidamento
							azioni ordinarie		
Black River Hydro Assoc	New York	USA	-	USD	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%		Integrale
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%		Patrimonio netto
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Boott Hydropower Inc.	Boston	USA	-	USD	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Bp Hydro Associates	Boise	USA	-	USD	Chi Idaho Inc. Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,00% 32,00%		Integrale Integrale
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	USA	-	USD	Fulcrum Inc. Bp Hydro Associates	100,00%	24,08% 75,92%		Integrale
Brooten Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	USA	-	USD	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%		Integrale
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Lombardy East	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%		Integrale
Bypass Limited	Boise	USA	-	USD	Northwest Hydro Inc. Chi West Inc. El Dorado Hydro	100,00%	69,35% 29,65% 1,00%		Integrale
Bypass Power Company	Los Angeles	USA	1	USD	Chi West Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Camposgen - Energia Lda	Oeiras	Portogallo	5.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Pp - Co-Geração SA	60,00%	80,00% 20,00%		Integrale
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Essex Company	100,00%	100,00%		Integrale
Caney River Wind Project LLC	Topeka	USA	-	USD	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Carocraft (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	97,00%	97,00%		Integrale
Carodex (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,49%	98,49%		Integrale
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary	Canada	-	CAD	Enel Green Power Canada Inc. Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	99,90% 0,10%		Integrale
Central Hidráulica Guejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210	EUR	Enel Green Power España SL	19,98%	33,30%		Patrimonio netto
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Chisago Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	75,00%	75,00%		Integrale
Cogeneración Lipsa SL	Barcelona	Spagna	720.000	EUR	Enel Green Power España SL	12,00%	20,00%		Patrimonio netto
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,00%	95,00%		Integrale
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	São Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	49,00% 51,00%		Integrale
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,38%	35,63%		Patrimonio netto
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville	USA	110.000	USD	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	100,00%		Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	130	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc. Gauley River Power Partners LP	100,00%	95,00% 5,00%	Integrale
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	550.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	81,82%	81,82%	Integrale
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Patrimonio netto
Copenhagen Associates	New York	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Hydro Development Group Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	1.021.600	EUR	Enel Green Power España SL	15,00%	25,00%	Patrimonio netto
Courtenay Wind Farm LLC	Bismark	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
de Rock'1 Srl	Bucarest	Romania	5.629.000	RON	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power International BV	100,00%	100,00% 0,00%	Integrale
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	5.313.807	MXN	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Cile	351.604.338	CLP	Empresa Electrica Panguipulli SA	99,91%	100,00%	Integrale
Dioflash (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%	Integrale
Dodge Center Distributed Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	279.282.225	MXN	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Guatemala SA	100,00%	99,96% 0,04%	Integrale
EGP BioEnergy Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	100,00%	Integrale
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%	Integrale
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.017.956	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Parque Eólico Serra Azul Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Parque Eólico Serra Azul Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.250.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	99,00%	Integrale
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	99,99%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	99,99%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power Salto Apiaçás SA	São Domingos - Niterói	Brasile	14.412.120	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Serra Azul Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	80.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	99,99%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Soluções Energéticas Ltda	São Domingos - Niterói	Brasile	5.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Eolverde - SGPS SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	45,00%	75,00%	Integrale
Eastwood Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
EEVM - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000	EUR	Eolverde - SGPS SA	22,50%	50,00%	Patrimonio netto
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
El Dorado Hydro	Los Angeles	USA	-	USD	Chi West Inc. Northwest Hydro Inc.	100,00%	82,50% 17,50%	Integrale
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000	RON	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power International BV	100,00%	99,90% 0,10%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale
Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	31,43%	52,38%	Integrale
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	48,00%	80,00%	Integrale
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937	CLP	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile Ltda	99,91%	0,01% 99,99%	Integrale
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.752.517	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	50,95%	51,00%	Integrale
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	16.251.021	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Atlantic Canada LP	St. John (Newfoundland)	Canada	-	CAD	Newind Group Inc. Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	0,10% 99,90%	Integrale
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.631.724.678	BRL	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power International BV	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	EGPNA Development Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000	USD	Enel Green Power Panama SA	50,06%	50,06%	Integrale
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Essex Company	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000	BGN	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	Canada	85.681.857	CAD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000	CLP	Hydromac Energy BV Enel Green Power Latin America Ltda	99,91%	0,01% 99,99%	Integrale
Enel Green Power Colombia SA	Bogotá	Colombia	300.000.000	COP	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Costa Rica SA	San José	Costa Rica	27.500.000	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	104.833.131	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	13.900.297	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000	USD	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.071.090	SVC	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	99,00%	99,00% 0,00%	Integrale
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.153	EUR	Enel Green Power International BV	60,00%	60,00%	Integrale
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.834.623	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Finale Emilia Srl	Roma	Italia	10.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	70,00%	70,00%	Integrale
Enel Green Power Granadilla SL	Tenerife	Spagna	3.012	EUR	Enel Green Power España SL	39,00%	65,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso		Metodo di consolidamento
							azioni ordinarie		
Enel Green Power Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Enel Green Power International BV	100,00%	98,00%	Integrale	
					Enel Green Power Latin America Ltda		2,00%		
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.687.850	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	30.728.470	CLP	Hydromac Energy BV	99,91%	99,90%	Integrale	
					Enel Green Power International BV		0,01%		
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	973.703.665	MXN	Enel Green Power Latin America Ltda	100,00%	0,01%	Integrale	
					Enel Green Power International BV		99,99%		
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	1.000	PEN	Enel Green Power International BV	99,91%	99,90%	Integrale	
					Enel Green Power Latin America Ltda		0,01%		
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	140.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	99,00%	Integrale	
					Enel Green Power Desenvolvimento Ltda		1,00%		
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power South Africa	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nuşeni	Romania	2.430.631.000	RON	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	99,00%	Integrale	
					Enel Green Power Desenvolvimento Ltda		1,00%		
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	80,00%	80,00%	Integrale	
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power South Africa	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000	EUR	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%	Integrale	
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	10.154.658	TRY	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power Uruguay SA	Montevideo	Uruguay	400.000	UYU	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	Italia	200.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%	Patrimonio netto	
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale	
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale	

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000	BRL	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
ENEOP - Eólicas de Portugal SA	Paço de Arcos, Oeiras	Portogallo	50.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	21,58%	17,98% 17,98%	Patrimonio netto
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Pp - Co-Geração SA	60,00%	70,00% 30,00%	Integrale
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%	Integrale
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000	MXN	Enel Green Power International BV	99,00%	99,00%	Integrale
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	100,00%	100,00%	Integrale
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650	MXN	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA	100,00%	99,96% 0,04%	Integrale
Energía Nueva de Iggu S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.139.737.500	MXN	Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	99,91%	0,01% 99,90%	Integrale
Energías Especiales de Careón SA	La Coruña	Spagna	270.450	EUR	Enel Green Power España SL	46,20%	77,00%	Integrale
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	963.300	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%	Integrale
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Patrimonio netto
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	Messico DF	Messico	656.615.400	MXN	Energía Nueva de Iggu S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Energética de Rosselló AIE	Barcelona	Spagna	3.606.060	EUR	Enel Green Power España SL	16,20%	27,00%	Patrimonio netto
Energía de La Loma SA	Jaén	Spagna	4.450.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,52%	50,86%	Integrale
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Patrimonio netto
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Energías de Graus SL	Barcelona	Spagna	1.298.160	EUR	Enel Green Power España SL	40,00%	66,67%	Integrale
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500	EUR	Enel Green Power España SL	41,05%	68,42%	Integrale
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000	EUR	Maicor Wind Srl	60,00%	100,00%	Integrale
Enexon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.600	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Eolcinf - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale
Eoflor - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale
Essex Company	Boston	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448.000	UYU	Enel Green Power Uruguay SA	100,00%	100,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000	EUR	Enel Green Power España SL	42,00%	70,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000	EUR	Enel Green Power España SL	44,16%	73,60%	Integrale
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500	EUR	Enel Green Power España SL	39,00%	65,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	8.046.800	EUR	Enel Green Power España SL	54,00%	90,00%	Integrale
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	4.200.000	EUR	Enel Green Power España SL	54,00%	90,00%	Integrale
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100	EUR	Enel Green Power España SL	30,60%	51,00%	Integrale
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340	EUR	Enel Green Power España SL	30,30%	50,50%	Integrale
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201.540	MXN	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl Enel Green Power México S de RL de Cv	96,48%	39,50% 56,98%	Integrale
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.400	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%	Integrale
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	216.360	EUR	Enel Green Power España SL	33,00%	55,00%	Integrale
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	-	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930	ARS	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Patrimonio netto
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.758.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Patrimonio netto
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Enel Green Power España SL	36,00%	60,00%	Integrale
Fiesta City Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	750.000	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Florence Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Fuentes Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Enel Green Power Guatemala SA Renovables de Guatemala SA	97,53%	60,00% 40,00%	Integrale
Fulcrum Inc.	Boise	USA	1.003	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%	Integrale
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	675.400	RON	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power International BV	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Essex Company	100,00%	100,00%	Integrale
Gauley River Management Corporation	Willison	USA	1	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Gauley River Power Partners LP	Willison	USA	-	USD	Gauley River Management Corporation	100,00%	100,00%	Integrale
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	Guatemala	16.261.697	GTQ	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	Guatemala	3.820.000	GTQ	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	64.779.811.451	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	50,95%	51,00%	Integrale
Geronimo Huron Wind Farm LLC	Andover	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis	USA	-	USD	EGP Geronimo Holding Company Inc.	49,20%	49,20%	Patrimonio netto
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500	EUR	Enel Green Power España SL	30,60%	51,00%	Integrale
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Hastings Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	30.890.736	MXN	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%	Integrale
Hidroeléctrica de Ouro SL	Lugo	Spagna	1.608.200	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Hidroeléctrica Don Rafael SA	San José	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	65,00%	Integrale
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hope Creek LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Hydro Development Group Inc.	Albany	USA	12	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hydro Energies Corporation	Willison	USA	5.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.471.798	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	436.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	514.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	423.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	465.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	509.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	447.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	418.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	61.474.476	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%	Integrale
Jack River LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Jessica Mills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Julia Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Kongul Enerji Sanayi Ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	50.000	TRY	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso		Metodo di consolidamento
							azioni ordinarie		
Kalenta SA	Maroussi	Grecia	4.359.000	EUR	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	100,00%		Integrale
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Lake Emily Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Lake Pulaski Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston	USA	-	USD	Essex Company Enel Green Power North America Inc.	100,00%	92,50% 7,50%		Integrale
Lester Prairie Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Littleville Power Company Inc.	Boston	USA	1	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Lower Saranac Corporation	New York	USA	1	USD	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Lower Saranac Hydro Partners LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Twin Saranac Holdings LLC Lower Saranac Corporation	100,00%	99,00% 1,00%		Integrale
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000	EUR	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%		Integrale
Manlenox (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	97	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,87%	98,87%		Integrale
Mascoma Hydro Corporation	Concord	USA	1	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Matrigenix (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%		Integrale
Mayhew Lake Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Metro Wind LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%		Integrale
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.701	MXN	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%		Integrale
Midway Farms Wind Project LLC	Dallas	USA	-	USD	Trade Wind Energy LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,90%	36,50%		Patrimonio netto
Missisquoi Associates GP	Los Angeles	USA	-	USD	Sheldon Springs Hydro Associates LP Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	99,00% 1,00%		Integrale
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	9.709.200	USD	Enel Green Power Costa Rica	49,00%	49,00%		Integrale
Montrose Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Mustang Run Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%		Integrale
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Newbury Hydro Company	Burlington	USA	-	USD	Sweetwater Hydroelectric Inc. Enel Green Power North America Inc.	100,00%	1,00% 99,00%		Integrale
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%		Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Chi West Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Odell Wind Farm LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	85,00%	85,00%	Integrale
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Osage Wind LLC	Delaware	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%	Patrimonio netto
Ottaquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010	EUR	Enel Green Power España SL	20,00%	33,33%	Patrimonio netto
Oyster Bay Wind Farm (Pty) Ltd	Cape Town	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%	Integrale
P.E. Cote SA	San José	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	65,00%	Integrale
P.V. Huacas SA	San José	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	65,00%	Integrale
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	420.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	5.091.945	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	99,04%	0,04% 99,00%	Integrale
Parque Eólico Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Parque Eólico Serra Azul Ltda	Bahia	Brasile	940.567	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267	BRL	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica Enel Green Power SpA	62,48%	40,31% 22,17%	Integrale
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Enel Green Power Costa Rica	33,44%	33,44%	Integrale
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	65,00%	Integrale
PH Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Enel Green Power Costa Rica	34,32%	34,32%	Integrale
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Papeleira Portuguesa SA	São Paio de Oleiros	Portogallo	916.229	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	1,57%	2,62%	Patrimonio netto
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006	EUR	Enel Green Power España SL	54,00%	90,00%	Integrale
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcellona	Spagna	1.313.100	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Barcellona	Spagna	1.183.100	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400	EUR	Enel Green Power España SL	30,10%	50,16%	Integrale
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000	CLP	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Chile Ltda	99,91%	0,01% 99,99%	Integrale
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.603.000	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso		Metodo di consolidamento
							azioni ordinarie		
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%		Integrale
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000	EUR	Enel Green Power España SL	45,00%	75,00%		Integrale
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%		Integrale
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920	EUR	Enel Green Power España SL	49,20%	82,00%		Integrale
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	901.500	EUR	Enel Green Power España SL	39,40%	65,67%		Integrale
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	125.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	45,00%	75,00%		Integrale
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%		Integrale
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.810.340	EUR	Enel Green Power España SL	54,00%	90,00%		Integrale
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000	EUR	Enel Green Power España SL	45,30%	75,50%		Integrale
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880	EUR	Enel Green Power España SL	31,20%	52,00%		Integrale
Parque Eólico Renaico SpA	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	99,91%	100,00%		Integrale
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	50,00% 50,00%		Integrale
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970	EUR	Enel Green Power España SL	34,80%	58,00%		Integrale
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564	CLP	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,91%	99,99% 0,01%		Integrale
Parque Solar Carrera Pinto SA	Santiago	Cile	10.000.000	CLP	Enel Green Power Chile Ltda	98,91%	99,00%		Integrale
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171	CLP	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power SpA	95,43%	60,92% 34,57%		Integrale
Paynesville Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%		Integrale
Pine Island Distributed Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Pipestone Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%		Integrale
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530	EUR	Enel Green Power España SL	33,67%	56,12%		Integrale
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%		Patrimonio netto
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000	EUR	PowerCrop Srl	50,00%	100,00%		Patrimonio netto
PowerCrop Russi Srl	Bologna	Italia	10.000	EUR	PowerCrop Srl	50,00%	100,00%		Patrimonio netto
Pp - Co-Geração SA	São Paio de Oleiros	Portogallo	50.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	100,00%		Integrale
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Prairie Rose Wind LLC	75,00%	100,00%		Integrale
Prairie Rose Wind LLC	New York	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	75,00%	75,00%		Integrale
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	36.965.445	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%		Integrale
Productor Regional de Energia Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500	EUR	Enel Green Power España SL	51,00%	85,00%		Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Productora Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398	EUR	Enel Green Power España SL	49,73%	82,89%	Integrale
Productora de Energías SA	Barcelona	Spagna	30.050	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.735	MXN	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%	Integrale
Proyecto Eólico El Pedregal SA	San José	Costa Rica	10.000	CRC	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	65,00%	Integrale
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000	EUR	Enel Green Power España SL	20,00%	33,33%	Patrimonio netto
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52,70%	52,70%	Integrale
Pyrites Associates GP	New York	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Hydro Development Group Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.566.511	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Rattlesnake Creek Wind Project LLC	Lincoln	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	1.924.465.600	GTQ	Enel Green Power International BV Enel Green Power SpA Enel Green Power Guatemala SA	93,84%	42,83% 51,00% 0,01%	Integrale
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles	USA	-	USD	Northwest Hydro Inc. Chi West Inc.	100,00%	17,50% 82,50%	Integrale
Rocky Caney Wind LLC	New York	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	USA	-	USD	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Ruthon Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Patrimonio netto
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Scandia Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Se Hazelton A LP	Los Angeles	USA	-	USD	Chi West Inc. Bypass Power Company	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125	EUR	Enel Green Power España SL	60,00%	100,00%	Integrale
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.000	MXN	Enel Green Power Guatemala SA Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,02%	0,01% 0,01%	Integrale
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversão de Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	33,00%	55,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900	EUR	Enel Green Power España SL	10,02%	16,70%	Patrimonio netto
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200	EUR	Enel Green Power España SL	16,88%	28,13%	Patrimonio netto
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	2.007.750	EUR	Enel Green Power España SL	57,60%	96,00%	Integrale
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles	USA	-	USD	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	USA	-	USD	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka	USA	-	USD	Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Snyder Wind Farm LLC	Dallas	USA	-	USD	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.969.032	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.591	EUR	Enel Green Power España SL	38,84%	64,74%	Integrale
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Patrimonio netto
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.048	EUR	Enel Green Power España SL	36,00%	60,00%	Integrale
Società Agricola Trino Srl	Milano	Italia	50.000	EUR	Agatos Green Power Trino	80,00%	100,00%	Integrale
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,60%	36,00%	Patrimonio netto
South Fork Wind LLC	Minneapolis	USA	100	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Southwest Transmission LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Spartan Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Stipa Nayaá SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348	MXN	Enel Green Power México S de RL de Cv	95,37%	55,21%	Integrale
					Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl		40,16%	
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	8.757.214	ZAR	Enel Green Power Solar Energy Srl	57,00%	57,00%	Integrale
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	2.050.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	75,00%	Integrale
SUN River LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord	USA	250	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811	EUR	Enel Green Power SpA	20,00%	20,00%	Patrimonio netto
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	10.000.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%	Integrale
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%	Integrale
Tecnoquat SA	Città del Guatemala	Guatemala	30.948.000	GTQ	Enel Green Power International BV	75,00%	75,00%	Integrale
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Tko Power Inc.	Los Angeles	USA	1	USD	Chi West Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890	EUR	Enel Green Power España SL	20,00%	33,33%	Patrimonio netto

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Trade Wind Energy LLC	New York	USA	-	USD	Chi Power Inc. Enel Kansas LLC	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000	USD	Enel Kansas LLC	19,90%	19,90%	Patrimonio netto
Transmisora de Energia Renovables SA	Città del Guatemala	Guatemala	237.341.200	GTQ	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA Generadora Montecristo	100,00%	99,98% 0,01% 0,01%	Integrale
Triton Power Company	New York	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Highfalls Hydro Company Inc.	100,00%	2,00% 98,00%	Integrale
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Twin Falls Hydro Associates	Seattle	USA	-	USD	Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	51,00%	Integrale
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	10	USD	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Ukuqala Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%	Integrale
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%	Integrale
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	740.000	TRY	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Vidigenix (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	97	ZAR	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	97,75%	97,75%	Integrale
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%	Integrale
Waseca Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
West Faribault Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
West Waconia Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Western New York Wind Corporation	Albany	USA	300	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Willimantic Power Corporation	Hartford	USA	1.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	60.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolidamento
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	556.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	736.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	424.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	389.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	555.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	551.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.504.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Makrilakoma SA	Maroussi	Grecia	614.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	225.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	653.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	575.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	601.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	260.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	29,25%	Patrimonio netto
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	1.110.400	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	496.100	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Wyoming Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Zumbrota Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%	Integrale

Concept design
Inarea - Roma

Realizzazione
Aleteia Communication - Roma

Foto
Archivio Enel
Alessandro Cosmelli

Revisione testi
postScriptum - Roma

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Italia

Il presente fascicolo forma parte integrante
della Relazione Finanziaria Annuale di cui
all'art. 154 *ter*, comma 1, T.U. della Finanza
(decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58)

Enel Green Power
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 125
Capitale sociale
Euro 1.000.000.000 i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 10236451000
R.E.A. di Roma n. 1219253
Partita IVA n. 10236451000

Enel
Official Global Partner



MILANO 2015
1 MAGGIO • 31 OTTOBRE

enelgreenpower.com