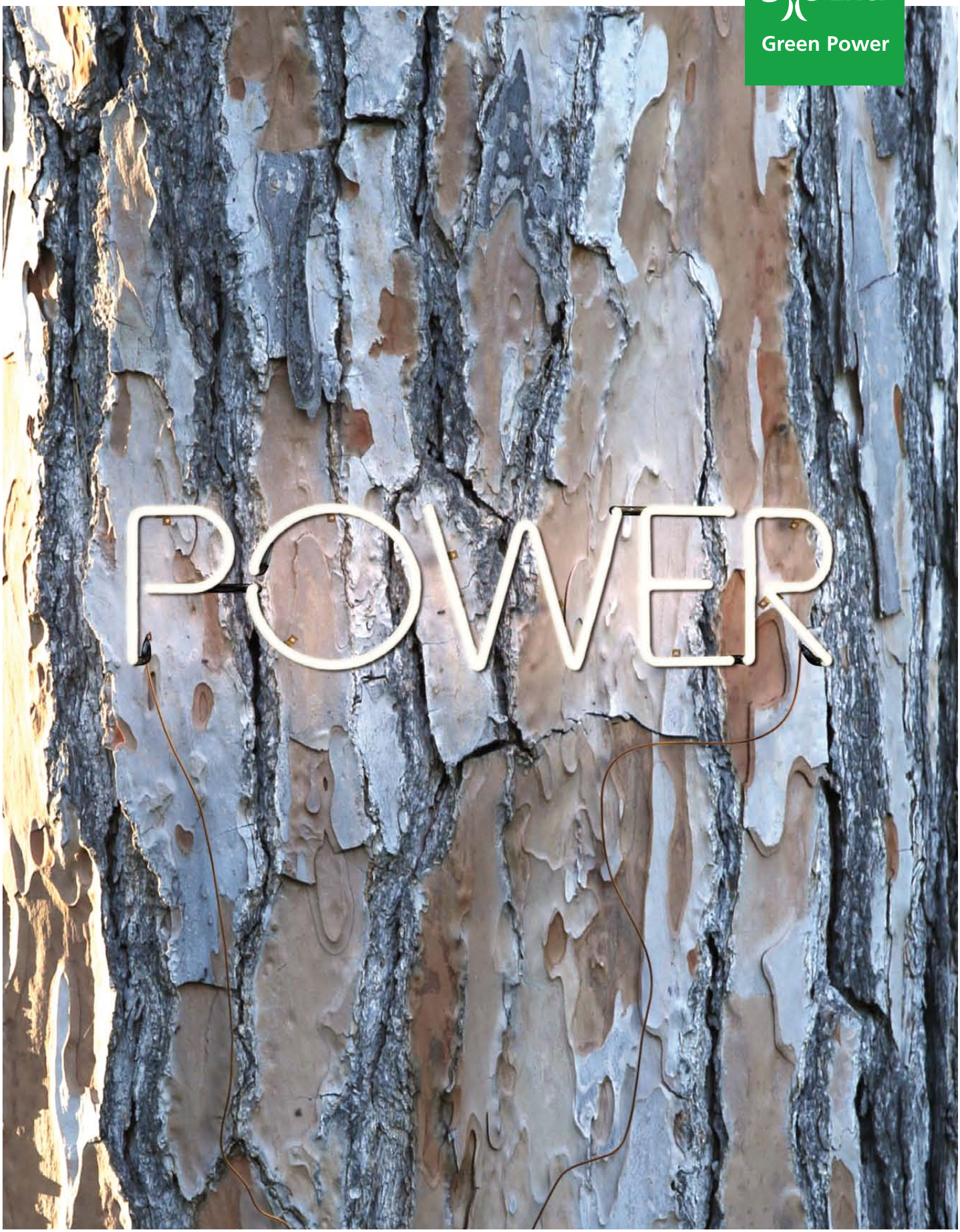
Bilancio consolidato 2012

Enel Green Power



Bilancio consolidato 2012

Indice

Relazione sulla gestione

La struttura Enel Green Power | 7
Organi sociali | 8
Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder* | 10
Sintesi dei risultati | 12
Fatti di rilievo del 2012 | 17
Il contributo dell'energia rinnovabile alla sostenibilità | 24
Scenario di riferimento | 28
> Enel Green Power e i mercati finanziari | 28
Il contesto economico energetico nel 2012 | 30
> Andamento economico | 30
> Andamento dei principali indicatori di mercato | 31
> Le quotazioni internazionali delle *commodity* | 32
I mercati dell'energia elettrica | 33
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo | 52
Risultati economici e patrimoniali per area di attività | 62
> Italia ed Europa | 64
> Iberia e America Latina | 66
> Nord America | 68
> *Retail* | 69
Principali rischi e incertezze | 71
Prevedibile evoluzione della gestione | 73
Innovazione | 74
Risorse umane e organizzazione | 77
Disciplina delle società controllate estere extra UE | 83
Disciplina delle società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altra società | 84
Informativa sulle parti correlate | 85
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel Green Power SpA e i corrispondenti dati consolidati | 87

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati | 90
Conto economico consolidato | 90
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio | 91
Stato patrimoniale consolidato | 92
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato | 93
Rendiconto finanziario consolidato | 94
Note di commento | 95

Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari | 162

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 | 204

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2012 | 208

Relazioni

Relazione della Società di revisione | 226

Reliability

Relazione sulla gestione

La struttura Enel Green Power

Corporate
Enel Green Power

Italia ed Europa

Enel Green Power Portoscuso
Enel Green Power Calabria
Enel Green Power Strambino Solar
Energia Eolica
Enel Green Power Puglia
Maicor Wind
3SUN [1]
Enel Green Power & Sharp Solar Energy [1]
Taranto Solar
Enel Green Power Romania
Enel Green Power Bulgaria
Enel Green Power Hellas
Enel Green Power France

Iberia e America Latina

Enel Green Power España
Enel Brasil Participações
Energía Alerce
Enel de Costa Rica
Enel Guatemala
Impulsora Nacional de Electricidad
Enel Panama
Grupo EGI
Enel Green Power Colombia
Enel Green Power Perú

Nord America

Enel Green Power North America

Retail

Enel.si

New Countries

Enel Green Power South Africa
Enel Green Power Jeotermal Enerji Yatirimlari AŞ

(1) *Joint venture.*

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Luigi Ferraris

Amministratore Delegato

Francesco Starace

Consiglieri

Luca Anderlini
Carlo Angelici
Andrea Brentan
Giovanni Battista Lombardo
Giovanni Pietro Malagnino
Daniele Umberto Santosuosso
Carlo Tamburi
Luciana Tarozzi

Collegio Sindacale

Presidente

Franco Fontana

Sindaci effettivi

Giuseppe Ascoli
Leonardo Perrone

Sindaci supplenti

Giulio Monti
Pierpaolo Singer

Società di revisione

Reconta
Ernst & Young SpA

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha competenza esclusiva per la definizione degli indirizzi strategici, organizzativi e di controllo interno della Società e del Gruppo Enel Green Power.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto e per legge i poteri per quanto concerne il funzionamento degli organi amministrativi (Assemblea e Consiglio di Amministrazione), nonché la legale rappresentanza della Società e la firma sociale. Inoltre, in base alla deliberazione consiliare del 5 ottobre 2010 (quale modificata in data 19 dicembre 2012), il Presidente verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha per statuto la legale rappresentanza della Società e la firma sociale e, in base alla deliberazione consiliare del 5 ottobre 2010 (quale modificata in data 19 dicembre 2012), 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.

Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder*

I primi dati aggregati 2012 a livello globale per il settore delle energie rinnovabili continuano a evidenziare un livello di investimenti molto elevato: circa 270 miliardi di dollari [(1)]. Si stima che la capacità rinnovabile installata nel mondo nel 2012 abbia registrato una crescita di circa 110 GW, +8% rispetto al 2011. A questa crescita hanno contribuito durante il 2012 in particolare la tecnologia eolica e fotovoltaica. Nel settore eolico sono stati installati oltre 44 GW di capacità addizionale, di cui 16 GW in Asia, 14 GW in Nord America, 12 GW in Europa e 2 GW nel resto del mondo. La capacità installata eolica totale ha ora superato i 280 GW [(2)]. Anche Il fotovoltaico ha raggiunto nel corso del 2012 un nuovo record globale di installazioni, con oltre 30 GW di capacità addizionale, di cui 17 GW in Europa, 10 GW in Asia e 3 GW in Nord America. La capacità installata cumulata di fotovoltaico avrebbe raggiunto così nel 2012 la cifra di circa 100 GW, +45% rispetto al 2011 [(3)].

La crescita della produzione di energia da fonte rinnovabile, che prosegue ormai da oltre un decennio su scala globale, costituisce quindi una delle più interessanti forze dietro il cambiamento degli scenari economici, tecnologici e geostrategici. In questo contesto Enel Green Power ha portato avanti nel 2012 la strategia annunciata: consolidamento nei mercati europei di riferimento e avvio di una ulteriore diversificazione geografica verso mercati caratterizzati da un'ideale combinazione di disponibilità di risorse naturali e forte bisogno di sviluppo di fonti di produzione di energia elettrica, anche in ragione degli elevati tassi di crescita attesi a livello demografico.

Anche nel 2012, il tasso di crescita di Enel Green Power è stato elevato. Abbiamo, infatti, aggiunto oltre 900 MW alla capacità installata complessiva, che ha così raggiunto un totale di 8 GW (+13% rispetto al 2011) nei 16 Paesi in cui la società quotata del Gruppo Enel attualmente opera. La capacità installata netta di Enel Green Power alla fine del 2012 è rappresentata per 4,3 GW (54%) da eolico, 2,6 GW (33%) da idroelettrico, 0,8 GW (10%) da geotermia, 0,2 GW (2%) da solare e 0,1 GW (1%) da altre tecnologie rinnovabili (biomassa e cogenerazione).

A conferma del notevole incremento della capacità installata, il 16 gennaio 2013 la produzione netta giornaliera di Enel Green Power ha potuto superare per la prima volta i 100 GWh, con un picco di 103 GWh, un risultato che ha un forte valore simbolico e rappresentativo delle dimensioni che la Società ha potuto raggiungere in questi tre anni grazie al contributo di tutte le sue componenti.

La produzione totale netta nel 2012 è stata pari a 25,1 TWh, di cui 9,8 TWh (39%) idroelettrica, 9,0 TWh (36%) eolica, 5,5 TWh (22%) geotermica, 0,2 TWh (1%) solare e 0,5 TWh (2%) rappresentata da altre tecnologie rinnovabili (biomassa e cogenerazione). Allo sviluppo della capacità e delle vendite di elettricità è corrisposto un aumento dell'8% dei ricavi totali: 2,7 miliardi di euro rispetto ai 2,5 miliardi del 2011. Il margine operativo lordo (EBITDA) del 2012 si è attestato a 1,7 miliardi di euro, in crescita del 6,3% rispetto all'anno precedente.

Lo sviluppo è dunque proseguito secondo le direttrici strategiche che Enel Green Power ha adottato sin dalla quotazione del 2010: marcata diversificazione tecnologica e geografica, selezione dei progetti industriali più solidi e remunerativi, minimizzazione del rischio Paese. Nella matrice di crescita di Enel Green Power aumenta il peso specifico dei mercati emergenti, in particolare Messico, Brasile, Cile e Guatemala, caratterizzati dalla presenza di elevate risorse naturali e da

(1) Fonte: Bloomberg Energy Finance.
(2) Fonte: GEWC, EWEA.
(3) Fonte EPIA.

un sensibile progresso economico e demografico. Si segnala, inoltre, la crescita negli Stati Uniti e in Canada, grazie a una buona "resilienza" economica e favorevoli condizioni di mercato.
Per quanto riguarda l'Europa, i risultati conseguiti nel 2012 confermano il rafforzamento della presenza di Enel Green Power in Paesi come la Romania, dove in soli due anni la capacità installata del Gruppo ha raggiunto circa 500 MW, e nei mercati storici quali Italia e Spagna, dove si è sostanzialmente completato un ciclo di sviluppo e dove la Società punta sempre più sull'efficienza operativa come fattore distintivo della strategia del Gruppo.
Solo per sostanziare questi indirizzi strategici citiamo sinteticamente alcuni fatti salienti del 2012: a fine giugno e a dicembre sono entrati in funzione i primi due campi eolici in Messico, nello Stato di Oaxaca, per una capacità complessiva di 144 MW, mentre a novembre Enel Green Power si è aggiudicata in una gara pubblica 102 MW eolici da sviluppare nello stesso Stato di Oaxaca; in Brasile sono stati avviati i lavori per la costruzione di tre impianti eolici nello Stato di Bahia per un totale di 90 MW, così come in Cile è stato avviato il cantiere per lo sviluppo di un campo eolico da 90 MW in località Valle de Los Vientos, nella regione di Antofagasta; in Guatemala è entrata in esercizio la nuova centrale idroelettrica ad acqua fluente (cioè senza diga e senza bacino) di Palo Viejo nel Dipartimento di Quiché, con una capacità complessiva di 87 MW; alla fine del primo semestre, negli Stati Uniti è entrato in esercizio l'impianto eolico di Rocky Ridge, situato nelle contee di Kiowa e Washita nello Stato dell'Oklahoma, per 150 MW di capacità. Nel frattempo un cantiere per la realizzazione di un nuovo impianto geotermico da 25 MW è stato avviato nello Utah meridionale; in Canada, provincia dell'Alberta, è stato connesso alla rete l'impianto a energia eolica di Castle Rocky Ridge da 76 MW; in Romania, tra la fine di agosto e dicembre sono entrati in funzione impianti eolici per circa 230 MW nelle regioni di Banat e Dobrogea. In Italia, Spagna e Grecia sono entrati in funzione nuovi impianti fotovoltaici (per circa 60 MW di nuova capacità) ed eolici (oltre 170 MW), mentre è proseguita la valorizzazione dello storico parco geotermico toscano con il completo rifacimento della centrale Rancia 2 in provincia di Siena.

Un combinato di azioni che non prescindono mai da una visione e da un'analisi di come le nostre attività industriali e finanziarie interagiscano con gli interessi delle comunità e di tutti gli altri *stakeholder* rilevanti. L'elettrificazione di remote zone rurali in America Latina, grazie all'avvio nel 2012 di un progetto che prevede una formazione tecnica della durata di sei mesi per donne – spesso illetterate – dei villaggi interessati, iniziativa avviata con la ONG indiana Barefoot College, rappresenta un esempio concreto di tale approccio.

Attenzione alla sostenibilità in tutte le sue forme, innovazione, ricerca dell'eccellenza tecnica e operativa – assieme a una *pipeline* progettuale robusta e di qualità – ci consentono dunque di guardare con fiducia agli impegni e alle sfide dei prossimi anni.

L'Amministratore Delegato
Francesco Starace

Sintesi dei risultati

Dati operativi

	Capacità installata netta (MW)			Produzione di energia (TWh)		
	2012	2011	2012-2011	**2012**	2011	2012-2011
Idroelettrica	2.635	2.540	95	9,8	10,1	(0,3)
Geotermica	769	769	-	5,5	5,6	(0,1)
Eolica	4.315	3.541	774	9,0	6,2	2,8
Solare	161	101	60	0,2	-	0,2
Cogenerazione	77	84	(7)	0,3	0,3	-
Biomassa	44	44	-	0,3	0,3	-
Totale	**8.001**	**7.079**	**922**	**25,1**	**22,5**	**2,6**

Al 31 dicembre 2012 il Gruppo ha raggiunto gli 8 GW di capacità installata netta, con un incremento di 922 MW [(1)].

Alla stessa data la capacità installata netta è pari a 3.998 MW (+11,6% rispetto al 31 dicembre 2011) nell'area Italia ed Europa, a 2.764 MW (+11,2% rispetto al 31 dicembre 2011) nell'area Iberia e America Latina e a 1.239 MW (+22,7% rispetto al 31 dicembre 2011) nell'area Nord America.

La crescita registrata nell'area Italia ed Europa, pari a 415 MW, è determinata principalmente dall'entrata in esercizio di impianti eolici per 349 MW, in particolare in Romania (229 MW), Italia (93 MW), Grecia (27 MW), nonché di impianti fotovoltaici in Italia (32 MW) e Grecia (26 MW). La crescita registrata nell'area Iberia e America Latina, pari a 278 MW [(2)], deriva sostanzialmente dall'entrata in esercizio di impianti eolici in Messico (144 MW) e nella penisola iberica (54 MW) e di un impianto idroelettrico in Guate-

(1) Tenuto conto di *decommissioning* pianificato per 8 MW.
(2) Tenuto conto di *decommissioning* pianificato per 8 MW.

mala (87 MW). La crescita registrata nell'area Nord America si riferisce all'entrata in esercizio di impianti eolici (227 MW) e solari (2 MW).

La produzione di energia elettrica del Gruppo nel 2012 ha superato i 25 TWh, attestandosi a 25,1 TWh, in crescita di 2,6 TWh (+11,6%) rispetto all'esercizio precedente.
In particolare, la crescita della produzione eolica (+2,8 TWh) riflette la maggiore capacità installata, mentre la riduzione della produzione idroelettrica (-0,3 TWh) riflette la minore idraulicità registrata nel 2012 principalmente in Italia.

La produzione di energia elettrica è stata pari a 13,1 TWh nell'area Italia ed Europa (+4,0% rispetto al 2011), a 8,1 TWh nell'area Iberia e America Latina (+15,7% rispetto al 2011) e a 3,9 TWh nell'area Nord America (+34,5% rispetto al 2011).

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 38,2% (39,9% al 31 dicembre 2011). La riduzione del *load factor* medio rispetto al 2011 deriva principalmente dalla minore idraulicità registrata in Italia nel corso dei primi mesi del 2012 e dalla maggiore capacità eolica installata.

Dati economici

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	2.688	2.527	161
Margine operativo lordo	1.678	1.583	95
Utile operativo	972	913	59
Utile dell'esercizio del Gruppo e di terzi	491	514	(23)
Utile dell'esercizio del Gruppo	413	408	5

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	2.688	2.346	342
Margine operativo lordo	1.678	1.402	276
Utile operativo	972	820	152
Utile dell'esercizio del Gruppo e di terzi	491	454	37
Utile dell'esercizio del Gruppo	413	395	18

I dati economici dei due esercizi a confronto includono gli effetti positivi di operazioni significative realizzate nel corso del primo semestre 2011, per complessivi 181 milioni di euro, relativi alla suddivisione degli *asset* facenti capo a EUFER, al riconoscimento di un indennizzo per la definizione del contenzioso Star Lake in Nord America e alla rimisurazione al *fair value* delle attività e delle passività di talune società in Iberia, per le quali, a seguito di operazioni effettuate nel periodo, si sono modificati i requisiti relativi al controllo. Inoltre, includono gli effetti negativi relativi agli adeguamenti di valore, pari a 88 milioni di euro, principalmente ascrivibili alla *cash generating unit* Grecia (70 milioni di euro).
Per completezza di informativa, si riporta di seguito il raffronto dei principali dati economici consolidati al 31 dicembre 2012 con i risultati del corrispondente periodo dell'esercizio precedente al netto di tali proventi e degli adeguamenti di valore del 2011.

I *ricavi totali, incluso effetto gestione rischio* commodity del Gruppo, pari a 2.688 milioni di euro, evidenziano un incremento di 161 milioni di euro rispetto al 2011 (+6,4%) come combinazione di un aumento di 317 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 2.300 milioni di euro nel 2012) e di una riduzione di 156 milioni di euro degli altri ricavi (pari a 388 milioni di euro nel 2012).

L'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica, comprensivi degli incentivi, deriva principalmente dalla crescita della produzione in Italia ed Europa (134 milioni di euro), in Iberia e America Latina (100 milioni di euro) e in Nord America (83 milioni di euro).

Gli altri ricavi, pari a 388 milioni di euro (544 milioni di euro nel 2011), si riferiscono ai ricavi derivanti dall'attività *retail* di Enel.si per 215 milioni di euro (248 milioni di euro nel 2011), dall'avvio della vendita dei pannelli fotovoltaici

prodotti da 3SUN per 33 milioni di euro (1 milione di euro nel 2011) e dalla risoluzione degli accordi previsti con i *partner* della società Trade Wind Energy, che ha determinato la cancellazione dei debiti per *success fee* connessi ai progetti realizzati e la rimisurazione al *fair value* del valore di attività e passività della stessa, per la quale si sono modificati i requisiti relativi al controllo, per complessivi 52 milioni di euro, nonché ad altri ricavi diversi per 88 milioni di euro (114 milioni di euro nel 2011).
Gli altri ricavi del 2011 comprendevano, inoltre, le citate operazioni significative in Nord America e Iberia per complessivi 181 milioni di euro.

Al netto dei citati proventi rilevati nel 2011, i ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity* evidenziano un incremento di 342 milioni di euro (+14,6%).

Il *margine operativo lordo*, pari a 1.678 milioni di euro, presenta un aumento di 95 milioni di euro (+6,0%) rispetto al 2011.

L'area Italia ed Europa ha registrato un margine operativo lordo pari a 971 milioni di euro, in aumento di 102 milioni di euro rispetto al 2011 (pari a 869 milioni di euro), principalmente per l'incremento della capacità installata (415 MW), effetto parzialmente compensato dalla minore idraulicità registrata in Italia nel primo trimestre 2012.
L'area Iberia e America Latina ha registrato un margine operativo lordo pari a 497 milioni di euro, in riduzione di 76 milioni di euro rispetto al 2011 (pari a 573 milioni di euro). Al netto degli effetti non ricorrenti contabilizzati nel 2011 (pari a 165 milioni di euro), il margine operativo lordo evidenzia un incremento di 89 milioni di euro (+21,8%), principalmente per effetto dell'incremento della capacità installata (286 MW).
L'area Nord America ha registrato un margine operativo lordo pari a 197 milioni di euro, in aumento di 90 milioni di euro rispetto al 2011 (pari a 107 milioni di euro). Al netto degli effetti non ricorrenti contabilizzati nel 2011 (pari a 16 milioni di euro), il margine operativo lordo evidenzia un incremento di 106 milioni di euro (+116,5%) principalmente per effetto dell'incremento della capacità installata (229 MW) e degli altri ricavi precedentemente citati.
L'attività *Retail* ha registrato un margine operativo lordo pari a 13 milioni di euro, in riduzione di 21 milioni di euro rispetto al 2011 (pari a 34 milioni di euro) che beneficiava della vendita di TEE connessi a progetti di efficienza energetica realizzati in esercizi precedenti.

Al netto dei citati proventi rilevati nel 2011, il margine operativo lordo evidenzia un incremento di 276 milioni di euro (+19,7%).

L'*utile operativo* è pari a 972 milioni di euro, in aumento di 59 milioni di euro (+6,5%) rispetto ai 913 milioni di euro dell'esercizio precedente.
La variazione dell'utile operativo riflette l'aumento del margine operativo lordo, effetto solo parzialmente compensato dall'incremento degli ammortamenti e perdite di valore (pari a 36 milioni di euro). In particolare, i maggiori ammortamenti derivanti dall'incremento della capacità installata netta e dal completamento nel secondo semestre 2011 delle allocazioni di prezzo sulle operazioni di acquisizione in Iberia sono stati parzialmente compensati dagli effetti della rivisitazione della stima della vita utile degli impianti eolici in 25 anni, in linea con la prassi del settore. Tale operazione ha generato un impatto positivo nel 2012 pari a 44 milioni di euro.
Al netto dei citati proventi rilevati nel 2011, l'utile operativo si incrementa di 152 milioni di euro (+18,5%).

L'*utile dell'esercizio del Gruppo* del 2012 è pari a 413 milioni di euro, con un incremento di 5 milioni di euro (+1,2%) rispetto ai 408 milioni di euro del 2011.

Al netto degli effetti sull'utile dei citati proventi rilevati nel 2011 (pari a 13 milioni di euro), l'utile dell'esercizio del Gruppo evidenzia un incremento di 18 milioni di euro (+4,6%) rispetto al 2011 (pari a 395 milioni di euro).

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Capitale investito netto [1]	12.586	11.813	773
Indebitamento finanziario netto	4.614	4.075	539
Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	7.972	7.738	234
Flusso di cassa da attività operativa	1.059	1.258	(199)
Investimenti (al lordo dei contributi)	1.257	1.557	(300)

(1) Le "Attività nette possedute per la vendita" sono pari a 4 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (non presenti al 31 dicembre 2012).

La situazione patrimoniale consolidata al 31 dicembre 2012 evidenzia un *capitale investito netto* di 12.586 milioni di euro (11.813 milioni di euro al 31 dicembre 2011, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 4 milioni di euro). Esso è coperto dal patrimonio netto di Gruppo e di terzi per 7.972 milioni di euro (7.738 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e dall'indebitamento finanziario netto per 4.614 milioni di euro (4.075 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Al 31 dicembre 2012 l'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo, il cosiddetto rapporto *debt to equity*, si attesta a 0,58 (0,53 al 31 dicembre 2011).

L'incremento dell'*indebitamento finanziario netto,* pari a 539 milioni di euro, si riferisce principalmente ai nuovi finanziamenti bancari e da altri finanziatori a lungo termine.

Gli *investimenti* del 2012 sono pari a 1.257 milioni di euro, in diminuzione di 300 milioni di euro rispetto al 2011. Oltre agli investimenti operativi sono stati effettuati investimenti di natura finanziaria principalmente per l'acquisto della società Stipa Nayaa (pari a 120 milioni di euro) in Messico, per il pagamento di *success fee* per la realizzazione di progetti solari in Italia e in Grecia (pari a 29 milioni di euro) e per l'acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione in alcune società titolari di un progetto eolico in Grecia che ha comportato un effetto finanziario positivo di 22 milioni di euro (inclusivo di contributi incassati pari a 32 milioni di euro).

Dati economici e patrimoniali per area di attività

Nella seguente tabella sono rappresentati i valori economici del 2012 e del 2011 suddivisi per area di attività.

Milioni di euro	**2012**			2011		
	Ricavi [1]	Margine operativo lordo	Utile operativo	Ricavi [1]	Margine operativo lordo	Utile operativo
Italia ed Europa	1.433	971	581	1.250	869	445
Iberia e America Latina	797	497	272	881	573	376
Nord America	300	197	116	183	107	55
Retail	215	13	3	327	34	37
Elisioni e rettifiche	(57)	-	-	(114)	-	-
Totale	**2.688**	**1.678**	**972**	**2.527**	**1.583**	**913**

(1) Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity.*

Di seguito i valori patrimoniali suddivisi per area di attività.

Milioni di euro	**al 31.12.2012**			al 31.12.2011		
	Attività operative [1]	Passività operative	Investimenti	Attività operative [1]	Passività operative	Investimenti
Italia ed Europa	7.433	984	773	6.915	868	970
Iberia e America Latina	4.342	650	339	4.028	402	280
Nord America	1.483	106	145	1.403	149	307
Retail	77	78	-	114	104	-
Elisioni e rettifiche	(136)	(133)	-	(67)	(62)	-
Totale	**13.199**	**1.685**	**1.257**	**12.393**	**1.461**	**1.557**

(1) Le attività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 0 milioni di euro al 31 dicembre 2012 e a 4 milioni di euro al 31 dicembre 2011.

Di seguito il dettaglio per area di attività della consistenza del personale.

Dipendenti (n.)	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011
Italia ed Europa	2.130	1.983
Iberia e America Latina	921	833
Nord America	358	320
Retail	103	94
Totale	**3.512**	**3.230**

I dipendenti del Gruppo al 31 dicembre 2012 sono 3.512 (3.230 al 31 dicembre 2011), in crescita di 282 unità.

Fatti di rilievo del 2012

5
gennaio

Concessione per la costruzione di un parco eolico da 99 MW in Cile

5 gennaio 2012 - Il Gruppo si è aggiudicato una concessione di circa 2.600 ettari, nel distretto di Taltal, situato nella regione di Antofagasta a 1.550 chilometri a nord di Santiago, per la realizzazione di un parco eolico costituito da 33 turbine per una capacità totale istallata di 99 MW.

27
marzo

Concessioni per l'esplorazione geotermica in Cile

27 marzo 2012 - Il Gruppo si è aggiudicato, nella gara bandita a giugno 2010 dal Ministero dell'Energia, tre concessioni per l'esplorazione geotermica in Cile per complessivi 165.702 ettari.

marzo

Entrata in esercizio di nuovi impianti solari in Italia

La capacità fotovoltaica installata in Italia dalla *joint venture* ESSE ha raggiunto circa 20 MW con l'entrata in esercizio, negli ultimi giorni di marzo, di cinque impianti siti in Calabria (11,8 MW) e nel Lazio (2,6 MW).
I cinque nuovi impianti sono stati realizzati utilizzando i pannelli a *film* sottile multigiunzione prodotti dalla fabbrica di Catania di 3SUN, la *joint venture* tra Enel Green Power, Sharp e STMicrolectronics.
I nuovi impianti saranno in grado di produrre, a regime, complessivamente 19,5 milioni di kWh, in grado di soddisfare i consumi annui di elettricità di oltre 7.200 famiglie e di evitare l'emissione in atmosfera di circa 10.000 tonnellate di CO_2.

2
aprile

Chisholm View

2 aprile 2012 - Enel Green Power ha annunciato la chiusura di un accordo per lo sviluppo del progetto eolico di Chisholm View, in Oklahoma, avvenuto in data 30 marzo 2012. In base all'accordo la controllata Enel Green Power North America Inc. ha acquisito una partecipazione del 49% nel progetto e un'opzione per aumentare la propria partecipazione di un'ulteriore quota del 26% nel 2013. Il progetto ha una capacità totale installata di 235 MW ed è supportato da un accordo a lungo termine di acquisto dell'energia che sarà prodotta dall'impianto (PPA). In data 6 giugno Enel Green Power North America ed EFS Chisholm LLC hanno firmato con un consorzio, guidato da J.P. Morgan e composto anche da Wells Fargo Wind Holdings LLC e da Metropolitan Life Insurance Company, un accordo di *capital contribution*, in base al quale il consorzio si è impegnato a finanziare per circa 220 milioni di dollari il progetto eolico di Chisholm View. Tale finanziamento è stato erogato dal consorzio nel mese di dicembre 2012 tramite un *tax equity agreement*, in concomitanza con l'entrata in esercizio dell'impianto. Enel Green Power ha fornito una *parent company guarantee*, non estesa al ritorno sull'investimento, per gli obblighi di Enel Green Power North America derivanti dall'accordo di *capital contribution* e del *tax equity agreement*.
A oggi il Gruppo non ha esercitato l'opzione di acquisto dell'ulteriore quota.

2
maggio

Accordo con EKF per il finanziamento di tre impianti eolici in Romania, Stati Uniti e Brasile

2 maggio 2012 - Enel Green Power, attraverso la controllata Enel Green Power International BV, ha sottoscritto con la Export Credit Agency del governo danese (EKF) e Citigroup, quest'ultima quale "*agent*" e "*arranger*", un contratto di finanziamento della durata di 12 anni per un importo di 180 milioni di euro, garantito dalla stessa Enel Green Power, per coprire parte degli investimenti per gli impianti eolici di Zephyr I in Romania (120 MW), di Caney River negli Stati Uniti (200 MW) e di Cristal in Brasile (90 MW).
Il valore complessivo degli investimenti per la realizzazione dei tre impianti è pari a circa 670 milioni di euro. Il finanziamento è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il *benchmark* di mercato.

7
maggio

Avviati i lavori per un nuovo impianto geotermico negli Stati Uniti

7 maggio 2012 - Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc., ha avviato i lavori per la realizzazione dell'impianto geotermico di Cove Fort, situato nello Utah meridionale, negli Stati Uniti. Il nuovo impianto, con una capacità installata lorda di 25 MW, sarà in grado di produrre circa 160 milioni di kWh di energia ogni anno, evitando l'emissione in atmosfera di circa 115.000 tonnellate di CO_2 l'anno, e godrà di un contratto di vendita ventennale dell'energia prodotta.

30
maggio

Entrata in esercizio della centrale geotermica Rancia 2

30 maggio 2012 - È entrata in esercizio, completamente rinnovata, la centrale geotermica Rancia 2, in Toscana, nel comune di Radicondoli, in provincia di Siena.
L'impianto, che ha una potenza installata netta di 17 MW, sarà in grado di produrre a regime circa 150 milioni di kWh, evitando così l'emissione in atmosfera di 100.000 tonnellate di CO_2 l'anno.

31
maggio

Entrata in esercizio dell'impianto eolico di Castle Rock Ridge in Canada

31 maggio 2012 - È stato connesso alla rete l'impianto eolico di Castle Rock Ridge, a Pincher Creek, nella provincia dell'Alberta, in Canada, costituito da 33 turbine e con una capacità installata totale di 76 MW; l'impianto è in grado di produrre ogni anno oltre 200 milioni di kWh evitando l'emissione in atmosfera di oltre 130.000 tonnellate di CO_2.

maggio

Entrata in esercizio di nuovi impianti in Grecia

Enel Green Power consolida la sua posizione nel settore delle rinnovabili in Grecia, nella regione del Peloponneso, con la messa in esercizio nel mese di maggio e giugno dei campi fotovoltaici di Kourtesi II, Agrilia Baka, situato nell'area di Messinia, di Kavasila, situato nella Achaea occidentale, di Limnochori e di Chamolio, situato a Corinto, con una capacità installata complessiva pari a 22,2 MW e con una produzione complessiva a regime di circa 29 milioni di kWh l'anno.
Inoltre, nel mese di maggio è entrato in esercizio l'impianto eolico di Corinto, composto da 32 pale eoliche da 0,85 MW ciascuna per una capacità installata totale di oltre 27 MW e con una produzione, a regime, di 57 milioni di kWh di elettricità l'anno.

giugno

Entrata in esercizio del parco eolico di Rocky Ridge in Oklahoma

Nel mese di giugno Enel Green Power North America Inc. ha messo in esercizio l'impianto eolico di Rocky Ridge, situato nelle contee di Kiowa e Washita, in Oklahoma. Il nuovo parco eolico ha una capacità installata totale di circa 150 MW, con 93 turbine da 1,6 MW ciascuna. A regime, Rocky Ridge produrrà oltre 600 milioni di kWh l'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 450.000 tonnellate di CO_2 l'anno. L'energia prodotta dal nuovo parco eolico sarà acquistata dall'operatore locale Western Farmers Electric Cooperative.

giugno

Primo impianto eolico in Messico

A fine giugno il Gruppo ha acquistato il primo impianto eolico in Messico, Bii Nee Stipa II, composto da 37 turbine eoliche da 2 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 74 MW. L'impianto, sviluppato e costruito da Gamesa, sfrutta l'eccellente risorsa eolica propria dell'Istmo di Tehuantepec (nello Stato messicano di Oaxaca) e, con un fattore di producibilità potenziale di circa il 40%, produrrà, a regime, più di 250 milioni di kWh annui, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 100.000 tonnellate di CO_2 l'anno.

20
luglio

Concessione di un contributo per il parco eolico di Caney River in Kansas

20 luglio 2012 - Enel Green Power North America Inc. ha ottenuto dal Dipartimento del Tesoro americano un *grant*

per un importo pari a circa 99 milioni di dollari statunitensi per la realizzazione del parco eolico di Caney River, in Kansas.
Il contributo, assegnato in conformità a quanto previsto dalla *Section* 1603 dell'*American Recovery and Reinvestment Act* del 2009, è stato già allocato al consorzio guidato da J.P. Morgan con cui Enel Green Power North America a dicembre dello scorso anno ha concluso un accordo di *tax equity partnership*. Gli altri membri del consorzio sono Wells Fargo Wind Holdings LLC e Metropolitan Life Insurance Company.

6
agosto

Impianto eolico di Prairie Rose

6 agosto 2012 - Enel Green Power ha annunciato la conclusione di un accordo di *equity partnership* tra la sua controllata statunitense Enel Green Power North America Inc. e la controllata di GE Capital, EFS Prairie Rose LLC, per la realizzazione del parco eolico di Prairie Rose nel nord della contea di Rock, nel Minnesota.
In base all'accordo la controllata Enel Green Power North America Inc. ha acquisito una partecipazione del 49% nel progetto e un'opzione per aumentare la propria partecipazione di un'ulteriore quota del 26% nel 2013.
Il progetto ha una capacità totale installata di 200 MW ed è supportato da un contratto di acquisto a lungo termine dell'energia prodotta dall'impianto (PPA).
Inoltre, Enel Green Power North America ed EFS Prairie Rose hanno firmato un accordo di *tax equity agreement* con un consorzio guidato da J.P. Morgan – che include Wells Fargo Wind Holdings LLC e Metropolitan Life Insurance Company – in base al quale quest'ultimo si impegna a finanziare il progetto eolico di Prairie Rose per circa 190 milioni di dollari statunitensi. I membri del consorzio hanno rilasciato i fondi al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto, avvenuta nel quarto trimestre 2012, fatto salvo il rispetto dei requisiti specificati nell'accordo di *capital contribution*, divenendo così *partner* del progetto con diritti di voto limitati. Questa partecipazione permetterà ai membri del consorzio di ottenere una percentuale dei benefíci fiscali e finanziari attribuiti al progetto.

30
agosto

Entrata in esercizio del parco eolico Moldova Noua in Romania

30 agosto 2012 - Enel Green Power ha totalmente allacciato alla rete il nuovo parco eolico di Moldova Noua, nella regione di Banat, in Romania. L'impianto, costituito da 21 aerogeneratori SWT da 2,3 MW ciascuno per una capacità installata totale di oltre 48 MW, di cui 25 MW già operativi dallo scorso dicembre, sarà in grado di produrre, a regime, circa 130 milioni di kWh l'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 70.000 tonnellate di CO_2.

5
settembre

Entrata in esercizio del parco eolico Padul in Andalusia

5 settembre 2012 - Enel Green Power ha collegato alla rete un nuovo parco eolico da 18 MW in Andalusia, che prende il nome di "Padul" dal comune vicino Granada nel quale è ubicato. L'impianto produrrà, a regime, oltre 37 milioni di kWh l'anno. L'energia prodotta dalle 9 turbine da 2 MW ciascuna di Padul eviterà ogni anno l'emissione in atmosfera di circa 28.000 tonnellate di CO_2, con un risparmio di circa 14.000 tonnellate equivalenti di petrolio (TEP).

14
settembre

Entrata in esercizio di nuovi impianti solari in Italia

14 settembre 2012 - Enel Green Power ha ulteriormente consolidato la sua posizione sul mercato fotovoltaico in Italia con l'entrata in esercizio di sei nuovi impianti su tetto situati tra Abruzzo e Molise.

I quattro impianti di Termoli, in provincia di Campobasso in Molise, hanno una capacità installata totale di oltre 2,3 MW, mentre quello di Casoli, in provincia di Chieti, e quello di Nocciano, in provincia di Pescara, entrambi in Abruzzo, hanno una capacità installata totale di 1,5 MW circa. L'entrata in esercizio di questi nuovi impianti su tetti di capannoni industriali che, a regime, produrranno più di 4,5 milioni di kWh, eviterà l'emissione in atmosfera di oltre 2.300 tonnellate di CO_2 l'anno.
Inoltre, ESSE ha avviato due impianti su tetto in Campania per complessivi 1,5 MW circa di capacità installata.
Si tratta degli impianti di Colbuccaro (Acerra 2) e Montegranaro (Acerra 1). Gli impianti, realizzati sui tetti di otto capannoni agricoli, produrranno annualmente più di 1,8 milioni di kWh, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 900 tonnellate di CO_2 l'anno. Gli impianti sono stati realizzati utilizzando i moduli a *film* sottile prodotti dalla fabbrica catanese della 3SUN, la *joint venture* paritetica tra Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics.

29
settembre

Enel Green Power, Provincia autonoma di Bolzano e TIS insieme per l'innovazione

29 settembre 2012 - Enel Green Power, l'Assessorato all'Innovazione, Ricerca, Sviluppo e Cooperative - Assessorat für Innovation, Forschung, Entwicklung und Genossenschaften della Provincia Autonoma di Bolzano e il TIS - Innovation Park hanno siglato un protocollo di intesa di durata triennale per favorire l'innovazione tecnologica nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

settembre

Entrata in esercizio del parco eolico di Acampo Hospital

Nel mese di settembre Enel Green Power España ha sviluppato e collegato alla rete il nuovo parco eolico di Acampo Hospital a Saragozza (Aragón), progetto acquisito nell'ambito di una gara pubblica. L'impianto, con una capacità installata di 5,4 MW, produrrà, a regime, oltre 19 milioni di kWh l'anno. L'energia prodotta dalle tre turbine da 1,8 MW ciascuna di Acampo Hospital eviterà ogni anno l'emissione in atmosfera di oltre 14.000 tonnellate di CO_2, con un risparmio di circa 7.000 tonnellate equivalenti di petrolio (TEP).

20
novembre

Accordo con EKF per un finanziamento da 110 milioni di euro per un impianto eolico in Cile

20 novembre 2012 - Enel Green Power SpA, attraverso la controllata Enel Green Power International BV ha sottoscritto con la Export Credit Agency del governo danese (EKF) e Citigroup, quest'ultima quale "*agent*" e "*arranger*", un contratto di finanziamento della durata di 12 anni per un importo di 110 milioni di euro, garantito dalla stessa Enel Green Power.
Il finanziamento verrà utilizzato per coprire parte degli investimenti per l'impianto eolico di Enel Green Power di Talinay, in Cile, che ha una capacità installata di circa 90 MW.

22
novembre

Enel Green Power si aggiudica 102 MW eolici in una gara pubblica in Messico

22 novembre 2012 - Enel Green Power si è aggiudicata la gara pubblica denominata Sureste I - Phase II, bandita dall'ente elettrico del Governo messicano, per la realizzazione di un impianto eolico da 102 MW. Il campo eolico sarà ubicato nell'Istmo di Tehuantepec nello Stato di Oaxaca, caratterizzato da un'elevata ventosità. Una volta realizzato, il nuovo impianto sarà in grado di generare oltre 350 GWh l'anno, con un fattore di producibilità di oltre il 40%. Questo implica che gli aerogeneratori potranno lavorare per oltre 3.500 ore equivalenti l'anno, media di molto superiore a quella europea.

Attraverso la gara, Enel Green Power ha ottenuto il diritto di stipulare un contratto ventennale di acquisto per l'energia elettrica prodotta dal progetto (*Power Purchase Agreement* - PPA) con la *Comisión Federal de Electricidad* del Governo messicano.

27
novembre

Accordo di finanziamento con BEI da 160 milioni di euro per impianti rinnovabili in Italia

27 novembre 2012 - Enel Green Power SpA ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un contratto per la concessione di un prestito di durata ventennale per complessivi 160 milioni di euro finalizzato a contribuire al finanziamento del programma di sviluppo in Italia delle attività di Enel Green Power fino all'anno 2014.

4
dicembre

Al via i lavori per la realizzazione di tre parchi eolici in Brasile

4 dicembre 2012 - Enel Brasil Participações ha avviato i lavori per la realizzazione di tre parchi eolici nello Stato brasiliano di Bahia.
I nuovi impianti, "Cristal", "Primavera" e "São Judas", ubicati in una medesima zona nell'interno dello Stato di Bahia, avranno una capacità installata totale di circa 90 MW.
A regime, saranno in grado di produrre circa 400 GWh annui, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 250.000 tonnellate di CO_2. Enel Green Power si era aggiudicata nel settembre 2010 la gara pubblica brasiliana dedicata alla sola energia eolica per la conclusione di tre contratti pluriennali per la vendita di energia elettrica da nuove centrali. I tre progetti sono caratterizzati da un'elevata ventosità e un fattore di producibilità di circa il 45%, tra i più alti a livello mondiale. Gli aerogeneratori potranno infatti lavorare per circa 4.000 ore equivalenti l'anno, media di molto superiore a quella europea. Attraverso la gara Enel Green Power ha ottenuto il diritto di stipulare un contratto di vendita ventennale dell'energia elettrica prodotta dai tre impianti mediante l'ente nazionale brasiliano CCEE, a un prezzo indicizzato al 100% dell'inflazione brasiliana.

7
dicembre

Entrata in esercizio in Italia di 64 nuovi MW eolici

7 dicembre 2012 - Enel Green Power ha collegato alla rete gli impianti eolici di Cutro in Calabria, in provincia di Crotone, e di Potenza - Pietragalla, in Basilicata.
Il primo impianto, quello di Cutro, è costituito da 23 aerogeneratori da 2 MW ciascuno, per una capacità installata totale di 46 MW. L'impianto sarà in grado di produrre a regime circa 100 milioni di kWh di energia 'pulita' l'anno, evitando così l'emissione in atmosfera di circa 26.000 tonnellate di CO_2.
L'impianto è collegato alla rete di alta tensione tramite un cavidotto interrato lungo circa 18 chilometri.
L'altro impianto, Potenza - Pietragalla, è costituito da nove turbine eoliche da 2 MW ciascuna per una capacità installata totale di 18 MW. Il nuovo impianto sarà in grado di produrre a regime oltre 39 milioni di kWh, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 10.000 tonnellate di CO_2.
I due nuovi impianti produrranno, insieme, 139 milioni di kWh annui, evitando emissioni di CO_2 in atmosfera per 36.000 tonnellate.

14
dicembre

Entrata in esercizio dell'impianto eolico di Zopiloapan in Messico

14 dicembre 2012 - Enel Green Power ha interconnesso alla rete il suo secondo impianto eolico in Messico, Zopiloapan, nello Stato di Oaxaca.

Sviluppato e costruito da Gamesa, l'impianto è composto da 35 turbine eoliche da 2 MW ciascuna e ha un fattore di producibilità potenziale intorno al 40%, equivalente, a regime, a circa 250 milioni di kWh annui di energia 'pulita', una produzione in grado di evitare l'emissione in atmosfera di circa 150.000 tonnellate di CO_2 l'anno.

17
dicembre

Enel Green Power e Simest per lo sviluppo di progetti rinnovabili in Costa Rica e Messico

17 dicembre 2012 - Due impianti rinnovabili in Costa Rica e Messico beneficeranno dell'affiancamento finanziario di Simest, la finanziaria pubblico-privata che promuove lo sviluppo delle imprese italiane all'estero.
Si tratta dell'impianto idroelettrico di Chucas in Costa Rica, con una capacità installata di 50 MW, e dell'impianto eolico di Bii Nee Stipa II, in Messico, con una capacità di 74 MW. La partecipazione di Simest al capitale di entrambi i progetti, per 10 milioni di euro complessivi, garantirà a Enel Green Power l'accesso a un contributo in conto interessi, erogato dalla stessa Simest.

19
dicembre

Enel Green Power firma con IADB un accordo di finanziamento per un impianto eolico in Messico

19 dicembre 2012 - Enel Green Power, attraverso la controllata Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv, ha finalizzato con l'Inter-American Development Bank (IADB) un contratto di finanziamento per 988 milioni di pesos messicani, pari a circa 76 milioni di dollari statunitensi, a parziale copertura dell'investimento per l'impianto eolico Bii Nee Stipa II, in Messico.
Il contratto di finanziamento avrà una durata di 10 anni e sarà assistito da una *parent company guarantee* rilasciata dalla controllante Enel Green Power.

21
dicembre

Avviata la costruzione di un nuovo impianto eolico in Cile

21 dicembre 2012 - Enel Green Power ha avviato la costruzione dell'impianto eolico di Valle de Los Vientos, nella II Regione di Antofagasta in Cile.
Il nuovo impianto sarà costituito da 45 turbine eoliche da 2 MW ciascuna, per una capacità totale installata di circa 90 MW. Una volta in funzione, l'impianto di Valle de Los Vientos produrrà a regime oltre 200 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di più di 165.000 tonnellate di CO_2.

28
dicembre

Entrata in esercizio di tre nuovi impianti eolici in Romania

28 dicembre 2012 - Enel Green Power ha collegato alla rete tre nuovi impianti eolici in Romania – Elcomex EOL (Zephyr I), Targusor (Zephyr II) e Gebelesis, nella regione di Dobrogea – per una capacità installata totale di 206 MW e una produzione, a regime, di circa 560 milioni di kWh l'anno.
In particolare, il parco eolico di Elcomex EOL è costituito da 52 turbine eoliche da 2,3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di circa 120 MW, e sarà in grado di produrre, a regime, circa 340 milioni di kWh l'anno. L'impianto di Targusor, costituito da 26 turbine eoliche da 2,3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di circa 60 MW, potrà produrre, a regime, oltre 170 milioni di kWh l'anno. Gebelesis, nel nord della Dobrogea, è costituito da cinque turbine eoliche da 3 MW ciascuna e da sei turbine eoliche da 2 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 27 MW, e sarà in grado di produrre a regime circa 50 milioni di kWh l'anno.

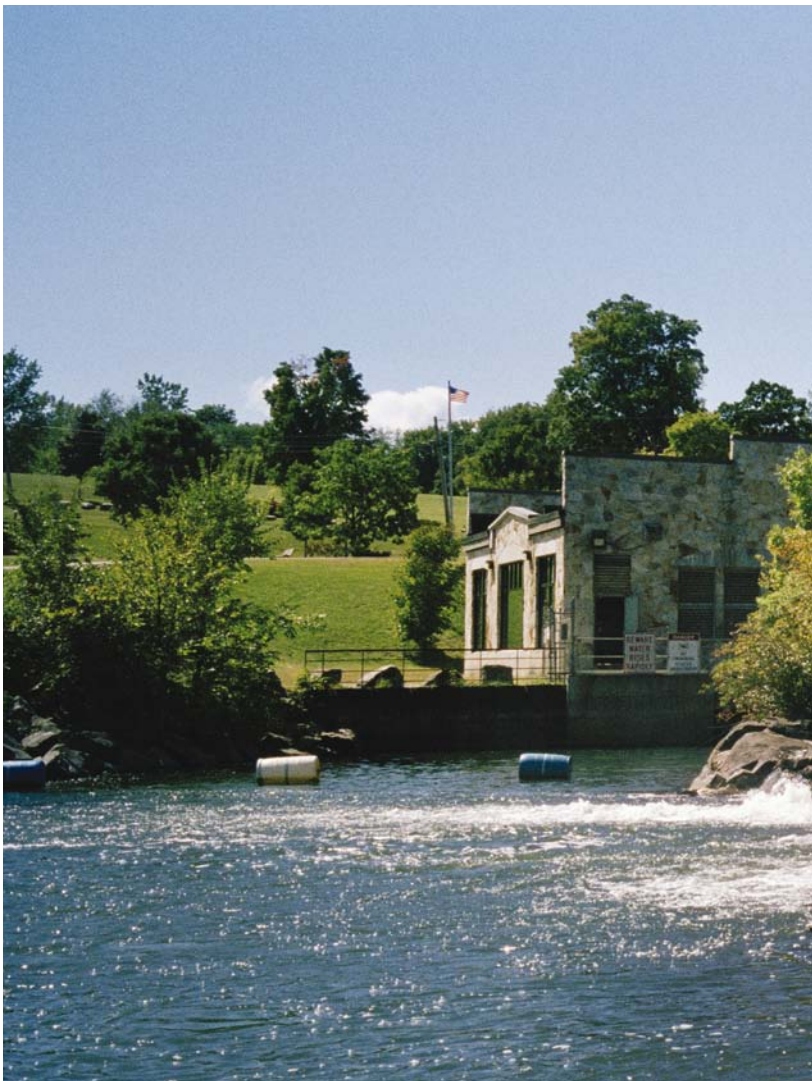
Il contributo dell'energia rinnovabile alla sostenibilità

Enel Green Power contribuisce per sua natura a uno sviluppo sostenibile: le fonti rinnovabili costituiscono infatti uno strumento importante per promuovere la competitività del sistema produttivo dei diversi Paesi e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento delle fonti di energia. La produzione diffusa di elettricità da acqua, sole, vento e calore della terra favorisce una maggiore autonomia energetica delle nazioni e allo stesso tempo sostiene la salvaguardia dell'ambiente.

L'approccio di Enel Green Power alla sostenibilità non si limita all'affermazione della sua natura intrinseca, ovvero al suo DNA "rinnovabile", ma intende promuovere una strategia che integri la sostenibilità nei processi di *business* e nell'intera catena del valore, un nuovo *business model* per l'utilizzo razionale delle risorse, improntato all'ascolto e al *community involvement* per la creazione di valore condiviso.
Per tradurre questi obiettivi in progetti e azioni concrete e misurabili Enel Green Power ha definito una nuova struttura organizzativa CSR con un *Project Office* centralizzato e presídi estesi al perimetro internazionale. Nel corso del 2012, con il coinvolgimento di tutte le Funzioni aziendali, è stato avviato un *action plan* per la costruzione del sistema di gestione e per l'ulteriore diffusione di una cultura della sostenibilità.

In un contesto in cui gli *standard setter* (come il GRI e gli indici ESG) ancora non hanno elaborato approfondimenti specifici sul tema delle rinnovabili, Enel Green Power vuole essere pioniera nel definire il proprio percorso – oggettivo e misurabile – di crescita sostenibile. Con questo obiettivo, in collaborazione con KPMG è stata condotta un'analisi di posizionamento rispetto alle migliori pratiche internazionali e ai requisiti dei principali indici di sostenibilità e, sulla base di quanto emerso, sono stati individuati i principali indicatori – già esistenti, in fase di sviluppo, da attuare – cui si impegnano le varie Funzioni, di concerto, per integrare sempre più la CSR nei processi industriali e di *business*.
Avendo come obiettivo a tendere la predisposizione di un *Report* integrato, l'analisi ha permesso di individuare i principali indicatori da considerare nel Piano Strategico di Enel Green Power, nonché definire quei KPI di CSR a uso interno che permettano di monitorare, in termini di sostenibilità, l'impronta dei vari progetti e processi.

La sfida del 2013 sarà quella di rafforzare la vocazione sostenibile del Gruppo affinché la CSR sia sempre più parte integrante della catena del valore e uno strumento di supporto alla crescita e allo sviluppo del *business*. Già oggi Enel Green Power è fiera di poter dimostrare una attenzione non solo lungo l'intera filiera, per esempio nell'adozione del piano di *Green Procurement* che prevede l'approvvigionamento di prodotti e servizi più attenti all'ambiente rispetto ad altri utilizzabili allo stesso scopo, ma 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 an-



che a valle, avendo previsto il tema dello smaltimento dei pannelli fotovoltaici nei propri processi.

Con un perimetro internazionale esteso ai cosiddetti "Paesi emergenti", un elemento portante della strategia di crescita e sviluppo del *business* è la filosofia del "Mai Contro": cercare il dialogo fin dall'inizio, costruire e valorizzare lo *shared value* fino a creare il consenso, prevedendo i conflitti ed evitando logiche impositive. A questo fine, negli studi preventivi di Paese, accanto alle analisi di tipo politico-economico, vengono introdotte analisi sociali, indicatori dello stato di benessere e di sviluppo delle comunità e delle popolazioni, in modo da costruire, *ab initio*, un progetto di *business* orientato alla valorizzazione del fattore sociale oltre che economico. La *partnership* con il *Barefoot College* è l'esempio concreto dell'obiettivo di diventare modello di riferimento, credibile, di *good citizen* dei Paesi in cui operiamo. Le iniziative da promuovere nascono infatti da un ascolto attento delle necessità e devono portare a uno sviluppo concreto e misurabile. Nel 2012 la *partnership* con il *Barefoot College*, parte integrante del più grande progetto di Gruppo, *Enabling Electricity*, ha portato nel nord dell'India 16 donne semianalfabete (di seguito "nonne") – cilene, peruviane, guatemalteche e salvadoregne – provenienti da villaggi isolati, poveri e senza alcun accesso all'elettricità, per imparare, in sei mesi, a installare e manutenere piccoli impianti fotovoltaici. Donare strumenti e una professionalità alle "nonne" del villaggio, perché sono loro le figure più affidabili per la comunità e quindi le prescelte per la formazione in India, vuol dire contribuire attivamente allo sviluppo autonomo del territorio, portare un valore aggiunto che sopravvive al progetto, riducendo l'incentivo alla migrazione verso le aree urbane. Prima che un progetto, è un'esperienza di vita per donne che spesso non erano mai uscite dal proprio villaggio e che ora diventano 'portatori del nuovo' a beneficio della collettività. Il racconto attraverso immagini e testimonianze dirette del progetto, vissuto attraverso gli occhi delle 'nonne', dal viaggio in India fino all'elettrificazione dei rispettivi villaggi, è affidato a un documentario, realizzato da due giovani diplomati della Scuola di Cinematografia di Palermo.

Con lo stesso obiettivo di valorizzare la cultura locale, aiutando le comunità a crescere e diventare autosufficienti, in Cile sono stati promossi programmi agricoli con le comunità dei Mapuche utilizzando tecniche indigene, con il risultato di un incremento del 200% in tre anni della produzione di patate. Il progetto ha ottenuto il riconoscimento del Ministro dello Sviluppo "*Más para Chile*" in favore dei programmi a tutela delle popolazioni più disagiate.

Promuovere un canale d'ascolto e di dialogo aperto con il territorio significa per Enel Green Power essere aperti a sostenere sia iniziative di ampio respiro, come il *Barefoot College*, sia progetti di ambito più mirato e circoscritto, ma che incidono su realtà disagiate e che, contribuendo allo sviluppo della comunità, ne migliorano le condizioni di vita. Ne sono un esempio gli investimenti promossi in Romania nelle costruzioni di strade, di campi da gioco (Gebelesis, Prahova), di sistemi di riscaldamento nelle scuole (a Targusor e Corugea). In Messico, "*Un Techo Para Mi País*" ha portato alla realizzazione di 150 case a favore dei poveri che risiedevano nelle aree circostanti gli impianti di Enel Green Power, mentre la creazione di un fondo sociale in favore della comunità di pescatori di El Gallo ha permesso la realizzazione di progetti che ne hanno migliorato la qualità della vita, perché secondo noi sostenibilità significa condividere gli stessi interessi delle comunità locali. In Guatemala, il *Gummarquaj Archeological Programme* ha permesso la creazione di un museo interamente dedicato alle culture indigene a testimoniare l'impegno di Enel Green Power per garantire continuità e rispetto per le tradizioni e le culture del territorio.

Il rispetto per la persona e l'ambiente è riflesso anche nel progetto di San Patrignano, che ha visto la realizzazione di tre impianti fotovoltaici all'interno della Comunità, per una potenza di circa 50 kWp, permettendo un risparmio di oltre 30 tonnellate di CO_2 l'anno. Il coinvolgimento attivo dei ragazzi della Comunità nelle fasi di progettazione e installazione, attraverso un percorso formativo mirato sul fotovoltaico, ha posto le basi per una professionalizzazione e un auspicabile reintegro attivo nella società.

La diffusione di una cultura della sostenibilità è stato il motore di numerose iniziative che hanno coinvolto bambini e studenti di vari Paesi. Oltre a progetti di ampio respiro come *Play Energy,* ormai esteso in tutto il Gruppo Enel dall'Europa alle Americhe, si sono susseguite diverse altre iniziative. In Grecia la celebrazione del *Global Wind Day* in collaborazione con l'ONG *Global Kiter Foundation* ha permesso di spiegare ai bambini in età scolare il comportamento del vento e di promuovere l'energia eolica attraverso il gioco degli aquiloni. Allo stesso modo gli *Energy Days* negli Stati Uniti sono stati il pretesto per attrarre le famiglie in eventi di promozione di una cultura rinnovabile e sostenibile.

Iniziative consolidate di valorizzazione del territorio e di promozione delle fonti rinnovabili sono proseguite in tutti i Paesi in cui operiamo e in particolar modo attraverso il progetto "Natura e Territorio" in Italia e Spagna. In Italia, in *partnership* con istituzioni locali, sono stati promossi più di 30 eventi con oltre 44.000 visitatori, a conferma dell'integrazione di Enel Green Power con le comunità locali e con i contesti ambientali in cui si trovano gli impianti. In Spagna il progetto ha portato allo sviluppo di percorsi escursionistici attraverso il parco eolico di Los Barrancos, in Andalusia, e i "*Cross Enel Green Power Sierra de la Capelada Duathlon*", in Galizia.

La sostenibilità ambientale in Europa è stata promossa soprattutto attraverso accordi con fondazioni e istituti locali, come la *Fundación Patrimonio Natural de Castilla y León* e il Governo di Vistahermosa e di Padul in Spagna, per lo sviluppo e l'attuazione di progetti di tutela della biodiversità, e con la collaborazione con la ONG Fapas per la riforestazione di aree abbandonate nell'area dell'impianto Belmonte in Asturia. In America Centrale, mentre a Panama prosegue l'attività di preservazione della biodiversità della Riserva di Fortuna con lo Smithsonian Institute, in Costa Rica è stato avviato un programma di riforestazione nell'area interessata dalla costruzione dell'impianto di Chucas.

La promozione di un uso consapevole dell'energia ha guidato le varie iniziative di Enel Green Power a diversi livelli. Dando simbolicamente seguito al progetto "Ambasciata Verde" del 2011, nel 2012 uno degli eventi di maggior successo in Brasile è stato l'allestimento del Padiglione Italia, in occasione della Conferenza organizzata dalle Nazioni Unite denominata "Rio +20". La struttura dell'edificio del Padiglione è stata interamente rivestita da pannelli fotovoltaici con tecnologia a *film* sottile, così da consentire tramite l'autoproduzione di energia da fonte solare la copertura del fabbisogno energetico dell'edificio stesso.
In Italia, in collaborazione con Ferrovie dello Stato e Ministero dell'Ambiente, l'iniziativa *TrenoVerde* ha invece offerto l'occasione di una mostra itinerante che attraverso quattro carrozze ha promosso le fonti rinnovabili e l'energia verde, sensibilizzando oltre 10.000 visitatori su comportamenti ecosostenibili e su i prodotti *eco-friendly* ad alta efficienza.
Anche l'innovazione diventa strumento di *stakeholder engagement* per sperimentare nuovi approcci di ascolto e dialogo atti a diffondere una cultura "rinnovabile". Enel Green Power si avvale del contributo di centri di ricerca e università sia in Italia sia all'estero, impegnati nella promozione dell'innovazione tecnologica. Inoltre, in *partnership* con l'Università Roma Tre, è stato avviato il progetto sperimentale *Elebici@Roma3* che vede coinvolti, per un anno e mezzo, 30 studenti nell'utilizzo quotidiano di una bicicletta elettrica con l'impegno a raccontare le esperienze in un "diario di viaggio". I dati raccolti permetteranno di analizzare la relazione uomo-bicicletta-città e valutarne le ricadute in termini economici, sociali e ambientali.
La cultura della sostenibilità di Enel Green Power è promossa e vissuta attivamente anche da coloro che in Enel Green Power lavorano e che diventano testimonial di una "*green way of life*".
Ne è conferma il successo di due iniziative rivolte ai dipendenti del Gruppo: "*Green Place to Live*" e "*I love my electric bike*". La premiazione dei migliori progetti rinnovabili ideati e sviluppati da personale di Enel Green Power ha costituito un forte incentivo alla "creatività *green*", a un approccio coerente all'innovazione che integri tutte le sfere del quotidiano, privato e lavorativo.
Grazie al comodato d'uso di bici elettriche, contribuendo alla riduzione delle emissioni inquinanti, la mobilità elettrica diventa invece strumento di promozione del proprio benessere fisico e di quello dell'ambiente, nonché testimonianza di uno stile di vita sostenibile a 360 gradi, in ufficio come a casa.

Orientata a un approccio sistemico alla sostenibilità, Enel Green Power intende coniugare sempre di più sfide tecnologiche responsabili, efficienza energetica e rispetto per l'ambiente, con l'impegno a costruire un futuro migliore, educando al consumo responsabile nei mercati maturi e creando le condizioni per l'accesso all'energia in quelli emergenti. Il nuovo obiettivo è porre la promozione di una cultura della sostenibilità al centro del proprio modello di *business*.

Scenario di riferimento

Enel Green Power e i mercati finanziari

	2012	2011
Margine operativo lordo del Gruppo per azione (euro)	0,32	0,32
Risultato operativo del Gruppo per azione (euro)	0,18	0,18
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,08	0,08
Dividendo unitario (centesimi di euro)	2,59	2,48
Pay-out ratio (1) (%)	30	30
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	1,38	1,38
Prezzo massimo dell'anno (euro)	1,66	2,05
Prezzo minimo dell'anno (euro)	1,02	1,49
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	1,36	1,61
Capitalizzazione borsistica (2) (milioni di euro)	6.799	8.036
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.

Peso azioni Enel Green Power	Corrente (1)
su indice FTSE MIB	1,19%
su indice STOXX Europe 600 Utilities	1,00%
Bloomberg World Energy Alternative Sources	18,94%

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2013.

Nel corso del 2012 l'andamento dei mercati finanziari è stato correlato all'evoluzione dei mercati dei titoli di debito governativi di alcuni Paesi dell'Eurozona. Il primo semestre dell'anno è stato caratterizzato da una iniziale fase positiva innescata dall'allentamento delle tensioni derivanti dalla crisi del debito sovrano che ha coinvolto i Paesi dell'area euro. Le misure di sostegno adottate dalla Banca Centrale Europea (BCE), ovvero le operazioni di finanziamento a condizioni agevolate alle banche dell'Eurozona, nonché l'accordo raggiunto con i Governi europei e il Fondo Monetario Internazionale (FMI) sul piano di aiuti finanziari alla Grecia hanno innescato un *trend* rialzista e hanno allentato le pressioni sui titoli di debito di alcuni Paesi dell'Eurozona. Lo *spread*, ovvero il differenziale di rendimento, tra il titolo decennale italiano e quello tedesco si è ridotto fino a un minimo di 278 punti base nel mese di marzo. Dalla fine del primo trimestre le tensioni sui mercati finanziari europei si sono però riacutizzate a causa delle crescenti preoccupazioni derivanti da Grecia e Spagna. Le incertezze connesse all'esito delle elezioni politiche in Grecia e l'aggravarsi delle condizioni del sistema bancario spagnolo, con conseguente richiesta di ricapitalizzazione di uno dei più grandi gruppi bancari del Paese, hanno influenzato negativamente l'andamento dei mercati. Ai timori circa la stabilità politica ed economica dei Paesi dell'area euro si sono aggiunte le prospettive di un ulteriore rallentamento dell'economia a livello globale.

Nella seconda metà dell'anno gli ulteriori interventi da parte della BCE e le decisioni assunte da Consiglio europeo, volte alla stabilizzazione degli *spread* sui titoli di Stato dei Paesi più colpiti dalla crisi del debito, hanno influenzato positivamente l'andamento dei mercati. L'effettiva attuazione delle operazioni definitive monetarie (*Outright Monetary Transactions*, OMT), consistenti in acquisti di titoli di Stato sul mercato secondario da parte della BCE, è stata resa possibile a seguito della ratificazione dello *European Stability Mechanism* (ESM) da parte della Corte Co-

stituzionale tedesca. A tali manovre si è aggiunta la decisione da parte dell'Eurogruppo di allentare gli obiettivi di bilancio per la Grecia e di concedere due ulteriori anni per il raggiungimento degli stessi. Le difficoltà finanziarie della Spagna e del suo sistema bancario hanno rappresentato una fonte di tensione anche nell'ultima parte dell'anno, acutizzandosi a seguito del taglio del merito di credito del debito del Paese, avvenuto in ottobre, da parte dell'agenzia di *rating* Standard & Poor's. L'ultimo trimestre dell'anno è stato inoltre influenzato dalle incertezze provenienti dagli Stati Uniti, legate alle negoziazioni per evitare l'aumento delle tasse sul reddito e i tagli alla spesa pubblica. L'impatto sui mercati finanziari è stato tuttavia moderato dalle ripetute rassicurazioni da parte del Governo statunitense e il raggiungimento di un accordo per evitare il baratro fiscale proprio sul finire d'anno. L'indice azionario americano, lo Standard & Poor's 500, ha infatti chiuso il secondo semestre dello scorso anno con una *performance* positiva (+4,7% nel semestre).

In tale contesto, il comparto azionario ha registrato una andamento complessivamente positivo. I principali listini mondiali hanno chiuso il 2012 con una *performance* positiva: Londra +6%, Milano +8%, Parigi +15%, Francoforte +29%, Tokio +23% e gli indici americani S&P 500 +13% e Dow Jones +7%. Madrid ha invece registrato una *performance* complessivamente negativa, in calo del 5%. Tuttavia, nel secondo semestre anche l'indice spagnolo ha registrato una forte accelerazione, in linea con i principali listini europei (+15%). L'andamento a doppia velocità dei principali listini europei è anche testimoniato dal confronto tra i corsi del primo e del secondo semestre:

> FTSE MIB: -5,4% nel primo semestre 2012, +14,0% nel secondo semestre 2012, +7,8% su base annua.
> Londra: 0% nel primo semestre 2012, +5,8% nel secondo semestre 2012, +5,8% su base annua.
> Parigi: +1,1% nel primo semestre 2012, +13,9% nel secondo semestre 2012, +15,2% su base annua.
> Francoforte: +8,8% nel primo semestre 2012, +18,6% nel secondo semestre 2012, +29,1% su base annua.
> Madrid: -17,1% nel primo semestre 2012, +15,0% nel secondo semestre 2012, -4,7% su base annua.

Per quanto concerne i titoli del comparto *utility*, l'andamento è stato simile a quello registrato dai principali listini europei, con una iniziale fase di calo e una successiva accelerazione. Tuttavia, l'indice STOXX Utilities ha registrato un calo sia nella prima sia nella seconda metà dell'anno: -7% nel primo semestre, -2% nel secondo e -8,8% su base annua. Hanno pesato sul rendimento del settore la revisione a ribasso delle *guidance* da parte di alcune principali *utility* europee sul finire dell'anno. In particolare, nel mese di novembre, E.ON ha rivisto a ribasso le proprie stime sui ricavi per l'anno 2013 ed EDF ha riportato risultati inferiori rispetto alle attese e ha rivisto a ribasso i propri *target* per il 2013. Enel Green Power ha confermato la stessa tendenza del mercato, registrando un calo del 23% nella prima parte dell'anno e apprezzandosi di un 13% nella seconda parte, per un calo del 13% su base annua.
Il comparto *utility* è stato influenzato, oltre che dalla dinamica dei mercati legata alle incertezze derivanti dalla crisi del debito sovrano, anche dalle prospettive di un ulteriore rallentamento dell'economia a livello globale. Il peggioramento delle attese circa l'evoluzione del quadro economico, soprattutto in Europa, ha infatti impattato negativamente sulle previsioni dell'andamento della domanda di gas ed energia, che si sono ripercosse sull'andamento dei corsi azionari delle società energetiche. Nell'ultimo trimestre dell'anno le *utility* maggiormente esposte sul mercato spagnolo hanno invece tratto beneficio dalla risoluzione dell'incertezza circa la riforma del settore energetico a seguito della proposta presentata dal Governo che ha portato maggiore visibilità riguardo alla possibile evoluzione del quadro regolatorio e ha definito possibili modalità di risoluzione dello strutturale *deficit* tariffario che caratterizza il mercato energetico. In particolare, il Governo iberico ha optato per l'introduzione di una tassa sulla generazione da qualsiasi fonte e di una tassazione speciale sul nucleare e l'idroelettrico.

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, 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 2012

Andamento economico

Nel corso del 2012 le turbolenze sui mercati finanziari si sono progressivamente affievolite grazie alle politiche di *austerity* attuate dai Paesi europei maggiormente indebitati. Nell'area euro la crescita economica ha subíto un'ulteriore decelerazione rispetto al 2011, principalmente causata dalla scarsa competitività dei Paesi mediterranei, dalla carenza di risorse finanziarie disponibili da parte dei Governi per azionare politiche economiche anticicliche e dai crescenti dubbi sulla tenuta dell'Unione Monetaria Europea. Il livello della produzione industriale risulta in flessione nel terzo e quarto trimestre 2012, segnando nell'Eurozona un decremento rispettivamente del 2,7% (terzo trimestre) e del 3,4% (quarto trimestre) rispetto ai valori del 2011. Parte delle perdite dei livelli produttivi è da addebitare al particolare momento di crisi del ciclo economico, caratterizzato da una rigorosa disciplina fiscale perseguita dai singoli Stati, dai livelli di consumi particolarmente ridotti e dall'alto livello di disoccupazione dell'intera Europa. Durante il secondo semestre 2012 si registrano notevoli riduzioni negli andamenti degli *spread* governativi sia per gli interventi decisi dai *policy maker,* quali l'*Outright Monetary Transactions* (OMT) a livello sovranazionale, sia per le politiche attuate a livello nazionale dai cosiddetti Paesi periferici.

Il tasso di crescita del PIL mondiale ha registrato un netto decremento, passando dal 3,0% registrato nel 2011 al 2,5% del 2012. Il principale motivo di tale decremento è senz'altro da attribuirsi alle economie dei Paesi maturi, che nel 2012 hanno realizzato una crescita dell'1,3% a fronte di un 4,9% da parte delle economie emergenti. In tale contesto l'economia americana ha realizzato un miglioramento del 2,2% a fronte dell'1,8% del 2011. Per quanto riguarda la crescita dei singoli Paesi all'interno dell'area euro, l'economia tedesca ha registrato, dopo un 2010 e un 2011 di ottime *performance* economiche (+4% nel 2010 e +3,1% nel 2011), una crescita solamente dell'1% nel 2012, dovuta principalmente alla congiuntura economica internazionale particolarmente negativa. Tra i Paesi europei maggiormente colpiti dalla crisi dell'Eurozona vi sono l'Italia (-2,4%), la Grecia (-6,6%), la Spagna (-1,4%) e il Portogallo (-3,2%).

Nel 2012 la crescita delle economie emergenti è stata caratterizzata da un forte rallentamento rispetto ai livelli registrati negli anni precedenti (Cina +7,7%; India +5,1%; Taiwan +1,2%; Indonesia +6,2%). Ridotte anche le *performance* delle economie dei Paesi dell'America Latina, che hanno registrato una crescita nel 2012 solo del 2,3% (nel 2010 era stata del 6,0% e nel 2011 del 4,1%).

Nei mercati dei cambi, il rapporto euro/dollaro è passato da una media dell'1,39 nel 2011 a una media dell'1,29 nel 2012. Tale decremento è principalmente attribuibile agli accordi raggiunti dalle istituzioni europee in materia monetaria e fiscale, che hanno determinato una situazione di rientro dai livelli allarmanti dei titoli governativi dei Paesi mediterranei dell'area euro registrati nel corso del 2011.

Con il fine di agevolare l'accesso al credito degli investitori istituzionali e sostenere il livello degli investimenti, la Banca Centrale Europea ha stabilito da luglio del 2012 un tasso dello 0,75% sulle operazioni di rifinanziamento principale. Tale valore risulta immutato a dicembre 2012. Le operazioni di rifinanziamento marginali sono state fissate a un valore dell'1,5% (da luglio 2012). L'inflazione nell'area euro registrata durante il 2012 (2,2%) è risultata in diminuzione rispetto ai valori del 2011 (2,7%).

Nella seguente tabella sono evidenziati i tassi di crescita del PIL nei principali Paesi in cui opera Enel Green Power.

Incremento annuo PIL in termini reali

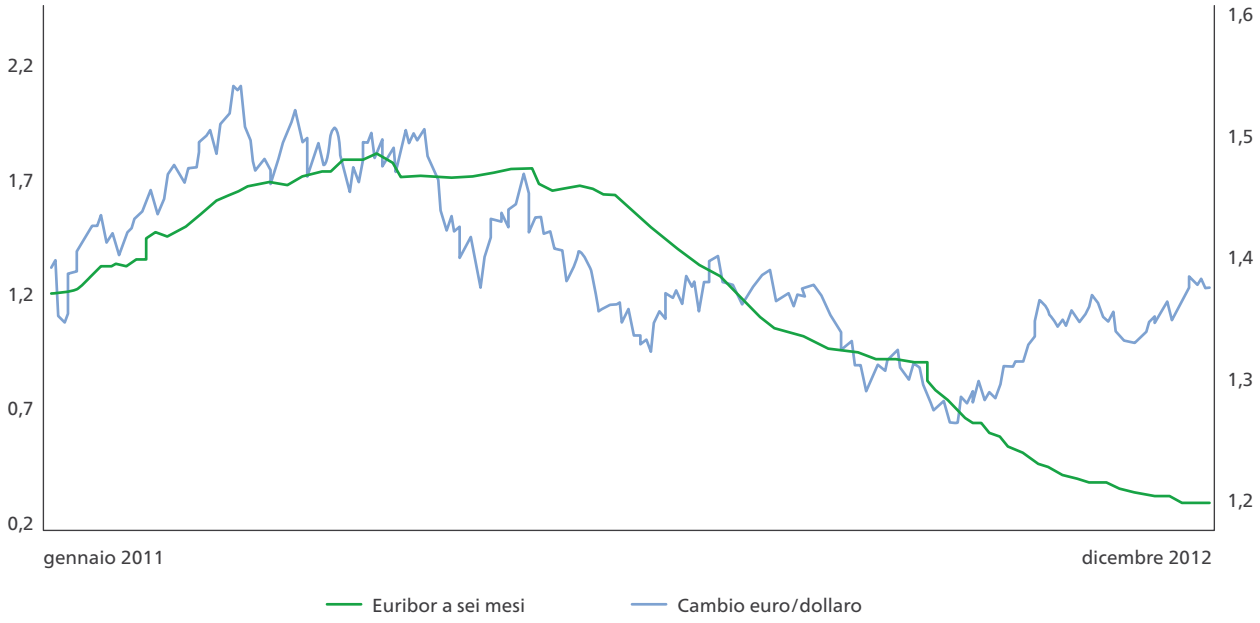
%

	2012	2011
Italia	**-2,4**	**0,6**
Spagna	-1,4	0,4
Portogallo	-3,2	-1,6
Grecia	-6,6	-7,1
Francia	-	1,7
Bulgaria	0,8	1,7
Romania	0,2	2,5
Brasile	0,9	2,7
Cile	5,6	6,0
Colombia	3,5	5,9
Messico	3,8	3,9
Perù	6,3	6,3
Canada	1,9	2,6
USA	2,2	1,8

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

Andamento dei principali indicatori di mercato

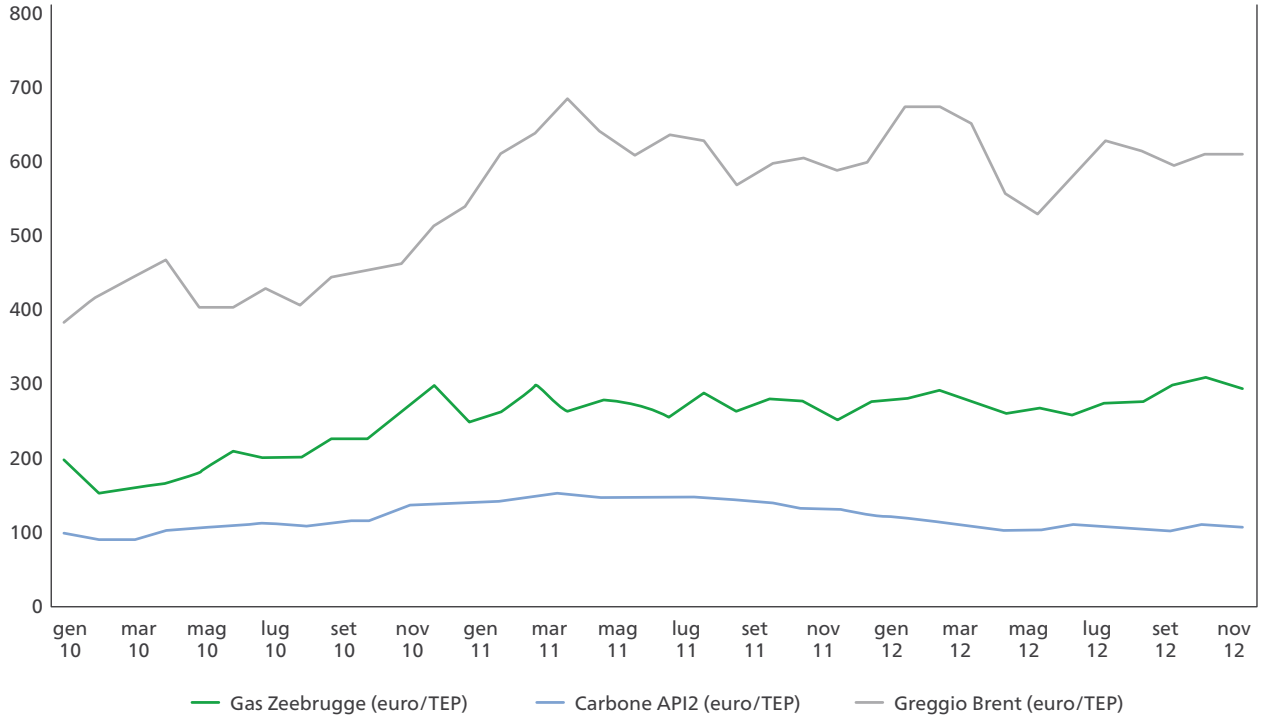
Mercato monetario



Le quotazioni internazionali delle *commodity*

Nel 2012 il prezzo del Brent, pari a 115 dollari statunitensi a fine anno, è stato sostenuto da una serie di fattori non direttamente riconducibili a movimenti strutturali di domanda e offerta. Tra le principali cause vi sono i disordini in Medio Oriente e Nord Africa, le nuove misure di stimolo monetario da parte della *Federal Reserve* con un nuovo *Quantitative Easing* e in parte la rimozione di circa un milione di barili al giorno di greggio iraniano sul mercato mondiale. Disequilibri geopolitici e moventi finanziari appaiono quindi essere stati le principali cause di tale andamento.

Quotazioni delle *commodity*



La persistente volatilità che ha caratterizzato nel corso del 2012 le quotazioni del Brent non ha invece interessato il livello dei prezzi di gas e carbone. I prezzi del carbone si sono attestati a livelli ridotti a causa dell'elevato volume di esportazioni proveniente dagli Stati Uniti e del rallentamento dell'*import* cinese. Inoltre, le condizioni strutturali del mercato dei noli, caratterizzato da un *surplus* di offerta, ha determinato una discesa dei costi di trasporto. Nel 2012 il prezzo del carbone registra una riduzione del 31% rispetto al 2011, attestandosi a 93 dollari statunitensi/tonnellata.

Nel mercato del gas, la contemporanea debolezza della domanda in Italia (in particolare per gli usi termoelettrici) e la lieve risalita dei prezzi in Nord Europa hanno determinato una convergenza del prezzo *spot* italiano rispetto a quello delle Borse europee. Il prezzo *spot* del gas naturale nell'*hub* europeo di Zeebrugge è passato da 57,5 *pence* inglesi/therm (2011) a 59,6 *pence* inglesi/therm (2012), registrando una crescita del 3,6%.

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

TWh

	2012	2011	2012-2011
Italia	**325,3**	**334,6**	**-2,8%**
Spagna	252,0	255,4	-1,3%
Portogallo	49,0	50,5	-3,0%
Francia	489,5	478,2	2,4%
Grecia	50,2	51,2	-2,0%
Bulgaria	32,5	33,2	-2,1%
Romania (1)	39,2	39,8	-1,5%
Brasile	546,9	528,0	3,6%
Cile (2)	47,5	45,0	5,6%
Colombia	59,4	57,0	4,2%
Perù	38,1	36,0	5,8%
USA (3)	3.112,0	3.173,0	-1,9%

(1) Europa/Urali.
(2) Dato riferito al SIC - *Sistema Interconectado Central*.
(3) Al netto perdite di rete.
Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

In Europa, i Paesi mediterranei registrano tassi di crescita negativi della domanda elettrica, soprattutto a causa del rallentamento dei consumi industriali. In particolare, in Italia (-2,8%), Spagna (-1,3%), Grecia (-2,0%) e Portogallo (-3,0%) le negative *performance* del comparto industriale e le incertezze del quadro macroeconomico hanno avuto un impatto determinante sui livelli della domanda elettrica. Nei restanti Paesi europei, nel 2012 si rileva una domanda elettrica in crescita in Francia (+2,4%) rispetto al 2011. Continua la forte crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per il Brasile (+3,6%) e ancor più elevati per Cile (+5,6%), Colombia (+4,2%) e Perù (+5,8%).

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio *baseload* 2012 (euro/MWh)	Variazione prezzo *baseload* 2012-2011	Prezzo medio *peakload* 2012 (euro/MWh)	Variazione prezzo *peakload* 2012-2011
Italia	75,5	4,6%	66,6	-6,3%
Spagna	47,2	-5,5%	41,5	-10,0%
Brasile	66,1	427,0%	172,1	367,0%
Cile	145,4	11,3%	253,1	25,6%
Colombia	50,0	69,1%	113,3	126,0%

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2012	2011	2012-2011
Mercato finale (residenziale): (1)			
Italia	14,9	14,0	6,4%
Francia	9,9	9,9	-
Portogallo	11,1	10,2	8,8%
Romania	7,9	8,5	-7,1%
Spagna	14,7	16,0	-8,1%
Mercato finale (industriale): (2)			
Italia	13,2	11,5	14,8%
Francia	8,1	7,2	12,5%
Portogallo	10,5	9,0	16,7%
Romania	8,3	8,0	3,8%
Spagna	11,5	10,8	6,5%

(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.
	2012				2011			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	81,4	73,5	81,5	65,6	66,5	68,3	75,2	78,8
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh):								
prezzo al lordo delle imposte	17,3	19,1	19,1	19,4	15,6	16,2	16,5	16,5

Fonte: GME (Gestore dei Mercati Energetici); Autorità per l'energia elettrica e il gas.

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2012 un incremento del 4,6% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2011. Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2012 un incremento del 15,6%, prevalentemente per effetto della componente A3, a copertura dei costi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Produzione netta:				
- termoelettrica	204.796	218.486	(13.690)	-6,3%
- idroelettrica	43.322	47.202	(3.880)	-8,2%
- eolica	13.119	9.775	3.344	34,2%
- geotermoelettrica	5.238	5.315	(77)	-1,4%
- fotovoltaica	18.323	10.668	7.655	71,8%
Totale produzione netta	**284.798**	**291.446**	**(6.648)**	**-2,3%**
Importazioni nette	43.088	45.733	(2.645)	-5,8%
Energia immessa in rete	**327.886**	**337.179**	**(9.293)**	**-2,8%**
Consumi per pompaggi	(2.627)	(2.539)	(88)	-3,5%
Energia richiesta sulla rete	**325.259**	**334.640**	**(9.381)**	**-2,8%**

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2012).

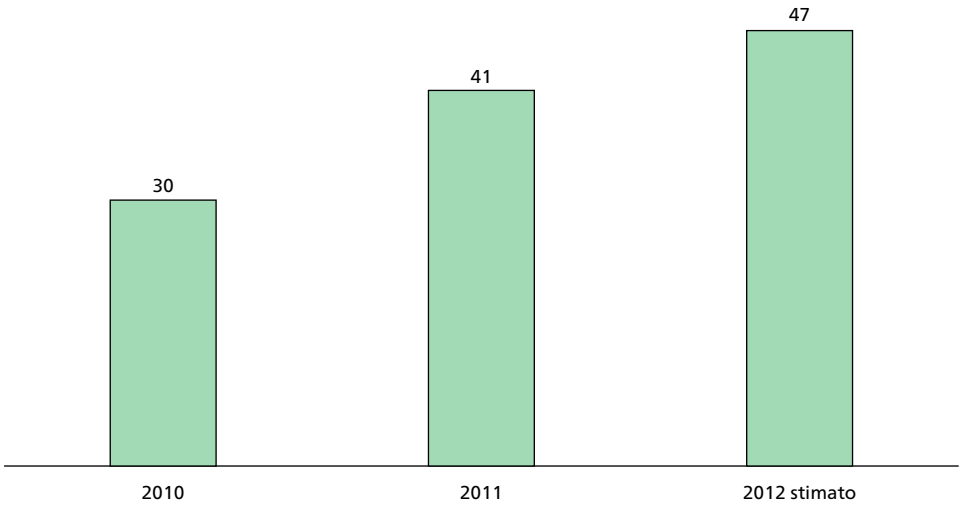
L'*energia richiesta* in Italia nel 2012 registra un decremento (-2,8%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 325,3 TWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'86,8% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,3% nel 2011) e per il restante 13,2% dalle importazioni nette (13,7% nel 2011).

Le *importazioni nette* nel 2012 registrano un decremento di 2,6 TWh, per effetto essenzialmente del differenziale dei prezzi dell'energia elettrica nei Paesi esteri rispetto al mercato italiano.

La *produzione netta* nel 2012 registra un decremento del 2,3% (-6,6 TWh), attestandosi a 284,8 TWh. In particolare, la riduzione dell'energia elettrica generata da fonte idroelettrica (-3,9 TWh), a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità, è stata più che compensata dall'incremento della produzione da fonte fotovoltaica (+7,7 TWh) e da fonte eolica (+3,3 TWh). Tali fattori, associati al sopra citato decremento della domanda di energia elettrica, hanno comportato una riduzione della generazione da fonte termoelettrica per 13,7 TWh.

Con particolare riferimento al *trend* di settore si evidenzia come nel 2012 la capacità installata da fonte rinnovabile in Italia sia stimata in crescita di circa 6 GW rispetto al 2011, attestandosi a circa 47 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.

Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata; elaborazioni su dati GSE (Gestore dei Servizi Energetici) ed EWEA per l'anno 2012.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Con la direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 l'Unione Europea ha approvato il pacchetto europeo "clima-energia", conosciuto anche come strategia "20-20-20", la quale prevede entro il 2020:

> una riduzione delle emissioni di gas serra pari al 20% (obiettivo vincolante);
> il 20% del consumo energetico totale europeo generato da fonti rinnovabili (obiettivo vincolante);
> un incremento dell'efficienza energetica pari al 20% (obiettivo non vincolante).

Tutti gli Stati Membri, a norma dell'art. 4, paragrafo 1 della stessa direttiva, sono tenuti a fissare obiettivi nazionali vincolanti per il perseguimento degli obiettivi sovra citati. L'Italia, in particolare, è tenuta a coprire il 17% dei consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili.

A oggi, con riferimento all'Italia, l'obiettivo 20-20-20 per il settore elettrico, declinato nel documento *Piano di Azione Nazionale* (PAN) del luglio 2010, può già definirsi perseguito, con un anticipo di otto anni.

Recenti indicazioni in merito all'attuazione degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili sono contenuti nel documento *La nuova Strategia Energetica Nazionale per un'energia più competitiva e sostenibile* (SEN), emanato il 16 ottobre 2012 dal Governo dando il via alla consultazione pubblica (scaduta il 30 novembre 2012).

La SEN prevede quattro obiettivi chiave per il settore energetico:

1. ridurre significativamente il *gap* di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un allineamento ai prezzi e costi dell'energia europei;
2. raggiungere e superare gli obiettivi ambientali di decarbonizzazione definiti dal pacchetto europeo Clima-Energia 2020;
3. continuare a migliorare la nostra sicurezza e indipendenza di approvvigionamento;
4. favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Per il raggiungimento di questi obiettivi, la SEN propone al contempo sette priorità d'azione:

1. incrementare l'efficienza energetica, risparmiando il 24% dei consumi rispetto all'andamento inerziale al 2020 (quindi oltre gli obiettivi del 20% indicati dall'UE);
2. incrementare la competitività del mercato del gas e fare dell'Italia il principale *hub* sud-europeo del gas;
3. favorire lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili fino al 20% dei consumi finali lordi (oltre l'obiettivo UE del 17%) e, per quanto riguarda il segmento elettrico, fino al 38%, contro il 26% previsto nel Piano d'Azione Nazionale Energie Rinnovabili;
4. favorire lo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico, al duplice fine di integrare sia il mercato italiano nel mercato europeo sia le fonti rinnovabili nel mercato;
5. favorire una ristrutturazione del settore della raffinazione e distribuzione dei carburanti che porti a un assetto più competitivo e tecnologicamente più avanzato;
6. favorire la ripresa di una produzione sostenibile di idrocarburi nazionali, sulla base delle riserve di gas e petrolio presenti nel nostro Paese;
7. modernizzare il sistema di *governance*, che ha oggi procedure e tempi molto più lunghi e farraginosi di quelli degli altri Paesi.

Per ognuna delle priorità il documento individua obiettivi, punti di partenza e principali iniziative che verranno intraprese.

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

Con riferimento alla tecnologia eolica, geotermica e a 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 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 entrano 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 entreranno 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 2012 il costo indicativo cumulato annuo è di circa 3,7 miliardi di euro.

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

> per gli impianti entrati in esercizio precedentemente al 27 agosto 2012, l'applicazione, in funzione della data di entrata in produzione dei singoli impianti, dei Conti Energia I (19 settembre 2005 - 12 aprile 2007), II (13 aprile 2007 - 31 dicembre 2010) [(1)], 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, l'applicazione del 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 terminerà 30 giorni dopo il raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro. A gennaio 2013 il co-

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

sto indicativo cumulato annuo è di circa 6,5 miliardi di euro.

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

Nello specifico ha 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 che sarà 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 delibera ha inoltre abolito il premio alla corretta programmazione.

Con la delibera n. 84/2012/R/eel (così come modificata dalle delibere nn. 165/2012/R/eel e 344/2012/R/eel), l'AEEG, a fronte del rapido e notevole incremento della produzione da generazione distribuita e in particolare da fonte rinnovabile fotovoltaica, ha approvato alcune disposizioni atte a garantire la continuità della gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

In particolare, per tutte le tipologie di impianti caratterizzati da produzione intermittente e non programmabile, l'AEEG ha imposto l'adozione di specifici dispositivi elettrici e regole tecniche di funzionamento. La nuova regolazione riguarda tutti gli impianti connessi alle reti in media e bassa tensione. Gli impianti esistenti devono adeguarsi entro il 31 marzo 2013 alle previsioni della delibera.

L'AEEG ha, inoltre, emanato la delibera n. 570/2012 "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013", con la quale ha definito la nuova regolazione dello scambio sul posto, dando attuazione alle disposizioni previste dal decreto ministeriale 6 luglio 2012. La nuova regolazione trova applicazione dal 1° gennaio 2013 e tra i principali cambiamenti si evidenzia:

> l'eliminazione dell'invio di dati informativi relativi alle singole bollette, con la conseguenza di non prevedere più il coinvolgimento delle società di vendita;
> la standardizzazione del corrispettivo unitario di scambio forfetario;
> che tra le componenti che vengono rimborsate al produttore, oltre alle componenti legate alle reti, ci sono ancora gli oneri generali di sistema (sarà poi previsto un tetto massimo al rimborso con successivo provvedimento).

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	93.314	94.223	(909)	-1,0%
- nucleare	61.470	57.731	3.739	6,5%
- idroelettrica	19.455	27.571	(8.116)	-29,4%
Totale produzione lorda regime ordinario	**174.239**	**179.525**	**(5.286)**	**-2,9%**
Consumi servizi ausiliari	(7.888)	(7.247)	(641)	-8,8%
Produzione regime speciale	102.428	92.401	10.027	10,9%
Produzione netta	**268.779**	**264.679**	**4.100**	**1,5%**
Esportazioni nette (1)	(11.770)	(6.091)	(5.679)	-83,9%
Consumi per pompaggi	(5.023)	(3.215)	(1.808)	-56,2%
Energia richiesta sulla rete	**251.986**	**255.373**	**(3.387)**	**-1,3%**

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.
Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario Peninsular* - consuntivo dicembre 2012). I volumi del 2011 sono aggiornati al 3 dicembre 2012.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel 2012 risulta in diminuzione (-1,3%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 252,0 TWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nel 2012 risultano in aumento (+83,9%) rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2011.

La *produzione netta* nel 2012 è in aumento dell'1,5% (+4,1 TWh) a seguito sostanzialmente della maggiore produzione da fonte nucleare (+6,5%), nonché dell'incremento della produzione in regime speciale (+10,9%). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione idroelettrica (-29,4%), dovuta alle peggiori condizioni di idraulicità rispetto al precedente esercizio.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

	2012	2011	2012-2011	
Produzione lorda regime ordinario:				
- termoelettrica	14.399	14.916	(517)	-3,5%
Totale produzione lorda regime ordinario	**14.399**	**14.916**	**(517)**	**-3,5%**
Consumi servizi ausiliari	(850)	(882)	32	3,6%
Produzione regime speciale	1.044	996	48	4,8%
Produzione netta	**14.593**	**15.030**	**(437)**	**-2,9%**
Importazioni nette	570	-	570	-
Energia richiesta sulla rete	**15.163**	**15.030**	**133**	**0,9%**

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico diario Extrapeninsulares* - consuntivo dicembre 2012).

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel 2012 risulta in aumento (+0,9%) rispetto al valore registrato nel 2011, attestandosi a 15,2 TWh. Tale richiesta è stata quasi interamente soddisfatta dalla produzione netta destinata al consumo.

Le *importazioni nette* nel 2012 si attestano a 0,6 TWh e sono relative all'interscambio con la penisola iberica.

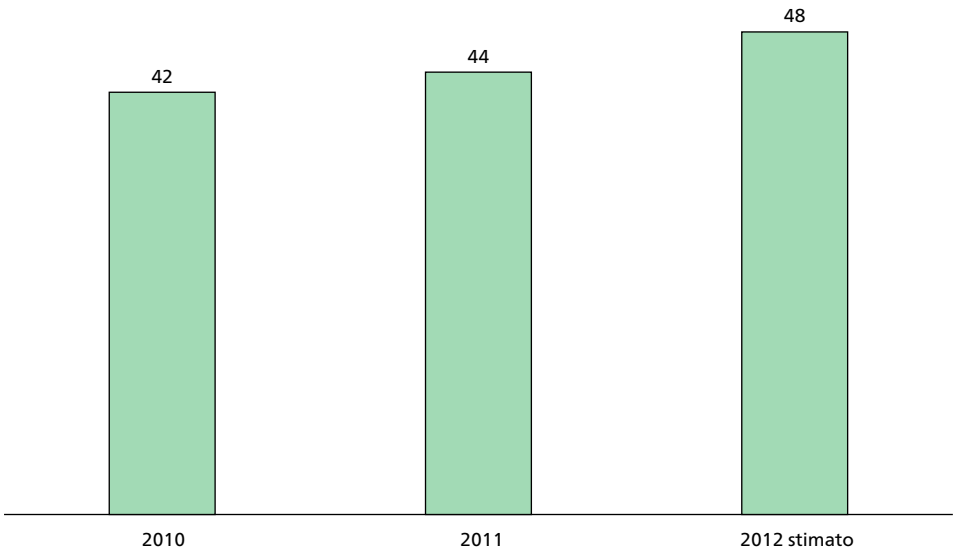
La *produzione netta* nel 2012 è in diminuzione del 2,9% (-0,4 TWh) a seguito della minore produzione termoelettrica (-3,5%), solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione in regime speciale.

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 attuare per il raggiungimento dell'obiettivo posto in essere dalla direttiva dell'Unione Europea 2009/28/CE 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 ha registrato nel 2012 un incremento pari all'8% rispetto al 2011, attestandosi a circa 48 GW, come evidenziato nel grafico seguente.

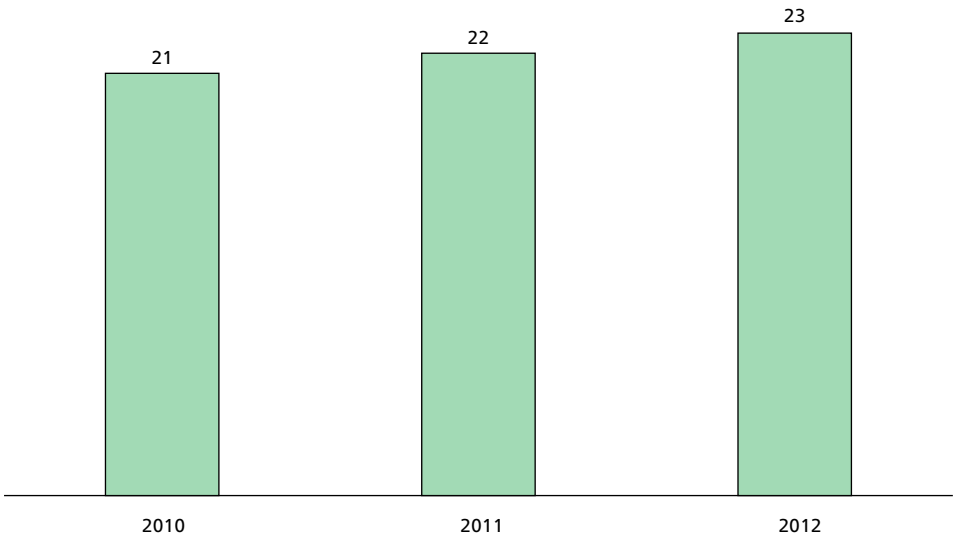
Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata, REE/PANER, elaborazioni su EER, EWEA, BNEF, EPIA per l'anno 2012.
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 2012, la maggior parte dei quali nella regione di Castilla y León. La base installata eolica è cresciuta, nell'ultimo anno, di circa il 5% e rappresenta, al 2012, circa il 48% della capacità installata rinnovabile totale.

Evoluzione della capacità installata eolica (GW)



Fonte: Enerdata, EWEA.

Aspetti normativi e tariffari

Nel corso del 2012 lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili in Spagna si è concretizzato nella costruzione di parchi eolici e di centrali solari termodinamiche, precedentemente iscritti nel registro di "pre-assegnazione" negli anni 2009-2010, ma non ancora entrati in esercizio.

Tale registro di "pre-assegnazione" è stato introdotto con la pubblicazione della delibera della Segreteria dello Stato dell'Energia del 19 novembre 2009, che ha individuato le regole per la presentazione di progetti da iscrivere nel registro (come previsto dal Regio Decreto Legge del 30 apri-

le 2009, n. 6), iscrizione necessaria al fine di accedere alle tariffe del Regio Decreto 661/2007.

Il Regio Decreto del 7 dicembre 2010, n. 1614 ha disciplinato e modificato alcuni aspetti concernenti l'attività di produzione di energia elettrica, soprattutto in merito a impianti solari, termoelettrici ed eolici, introducendo in particolare i seguenti cambiamenti:

> per gli impianti eolici incentivati dal Regio Decreto 661/2007, ha previsto una riduzione tra il 2011 e il 2012 del 35% dei premi di riferimento. Tali premi verranno recuperati nel corso del 2013;

> per tutti gli impianti eolici, ha disposto una limitazione del numero massimo di ore equivalenti di produzione incentivata e venduta al prezzo di mercato all'ingrosso (2.589 ore/anno) nel caso si fosse raggiunta una media di ore superiore a 2.350 ore/anno.

Inoltre, il 2012 si è caratterizzato per una politica energetica focalizzata principalmente sulla necessità di risolvere il problema del "*deficit* tariffario", che all'inizio dell'anno ammontava a circa 24.000 milioni di euro. A tal fine è stato pubblicato il Regio Decreto Legge 1/2012, con il quale sono stati, da una parte, sospesi i procedimenti di "pre-assegnazione" e, dall'altra, soppressi gli incentivi economici per le nuove installazioni da energie rinnovabili, che non risultavano iscritte nel registro prima della data di entrata in vigore del decreto.

Il Regio Decreto Legge del 30 marzo 2012, n. 13, con il quale la Spagna ha recepito varie direttive europee in materia di mercato dell'elettricità e del gas, ha introdotto una serie di misure con l'obiettivo di contribuire al raggiungimento dei ricavi necessari per coprire i costi del sistema elettrico, tra cui una riduzione della retribuzione per le attività di distribuzione e trasporto dell'energia elettrica; per completare il quadro, l'Orden IET/843/2012 ha previsto anche una revisione delle tariffe per i consumatori finali a partire dal 1° aprile 2013.

Nel mese di settembre 2012, il Governo ha presentato un progetto di legge per la sostenibilità energetica, con l'intento fondamentale di stabilire o modificare le imposte in materia. Il progetto di legge è stato convertito con legge del 27 dicembre 2012, n.15, "Misure fiscali per la sostenibilità energetica", ed è entrato in vigore il 1° gennaio 2013. Le principali misure introdotte sono:

> la previsione di una tassa del 7% sull'energia elettrica prodotta da qualsiasi tipo di tecnologia;

> l'istituzione di tasse sulla produzione del combustibile nucleare consumato e su quello residuo, nonché sulla conservazione delle precedenti centrali nucleari;

> l'introduzione di 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);

> per la tecnologia solare termodinamica, la non incentivazione dell'energia prodotta mediante combustibili non rinnovabili, come supporto al funzionamento normale degli impianti.

Tutti i ricavi ottenuti dall'introduzione delle suddette misure e dalle aste per la CO_2 sono destinati a coprire i costi del sistema elettrico con l'obiettivo di raggiungere il pareggio di bilancio ed evitare che si produca un ulteriore *deficit* nel 2013.

L'ultimo cambiamento regolatorio dell'anno 2012 si è avuto con il Regio Decreto Legge del 28 dicembre 2012 n. 29, che ha introdotto alcune misure urgenti relative al settore elettrico; la più significativa è stata la modifica alla legge 54/1997, con cui si è eliminato l'obbligo di raggiungere un *deficit* tariffario pari allo zero nel 2013 e si è disposto di accollare allo Stato per l'anno 2013 una serie di costi per ridurre il *deficit* per il 2012.

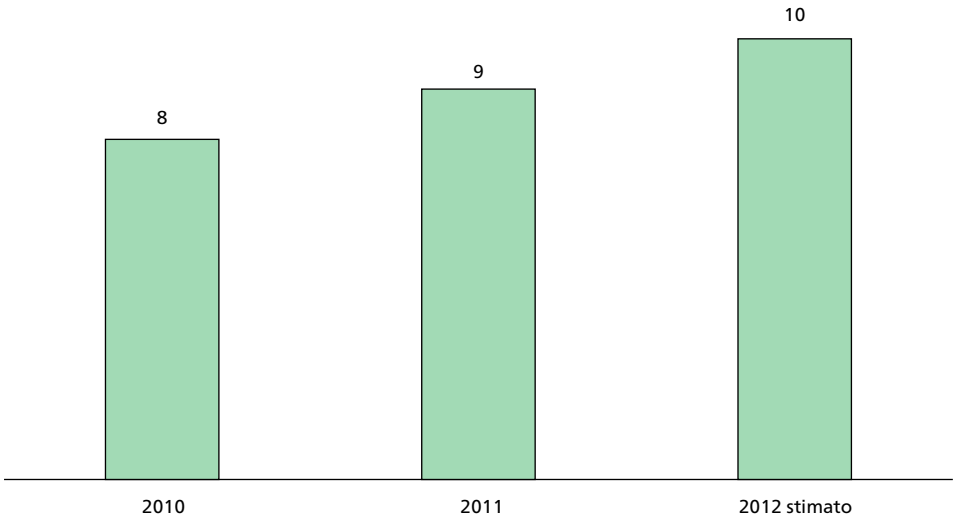
I produttori da fonte rinnovabile possono dunque scegliere tra una *feed-in tariff* (prezzo energia incluso) o il prezzo di mercato (senza il *premium* che è stato eliminato con il Regio Decreto 2/2013).

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 Accao para as energias renovaveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE*, più del 40% della produzione e circa il 20% del consumo finale di elettricità provengono da fonti rinnovabili ed è previsto il raggiungimento di circa 19 GW di capacità installata al 2020, con il settore idroelettrico ed eolico che presentano i maggiori contributi alla crescita.

Nel 2012 il Portogallo ha una capacità installata totale pari a circa 10 GW, con una crescita stimata di circa il 7% rispetto al 2011.

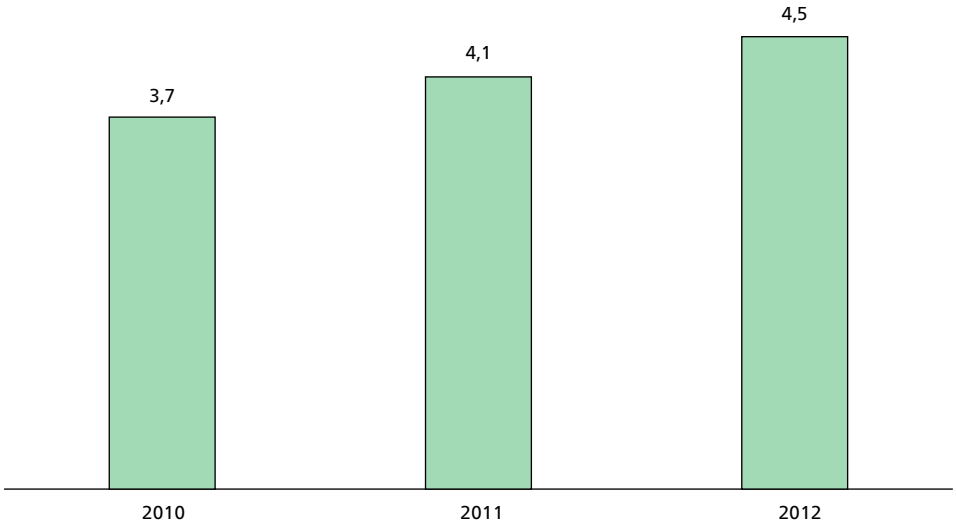
Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata, GWEC, elaborazioni su dati PAN, EWEA, EER ed EPIA per l'anno 2012.
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 2012 si stima essere circa il 45% sul totale.

Evoluzione della capacità installata eolica (GW)



Fonte: Enerdata, EWEA.

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 prevede 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. In particolare, la

remunerazione prevista in tali casi è la seguente:

- prezzo medio dell'energia con un *floor* di 60 euro/MWh e senza *cap*;
- prezzo medio dell'energia con un *floor* di 74 euro/MWh e un *cap* di 90 euro/MWh;

> 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.

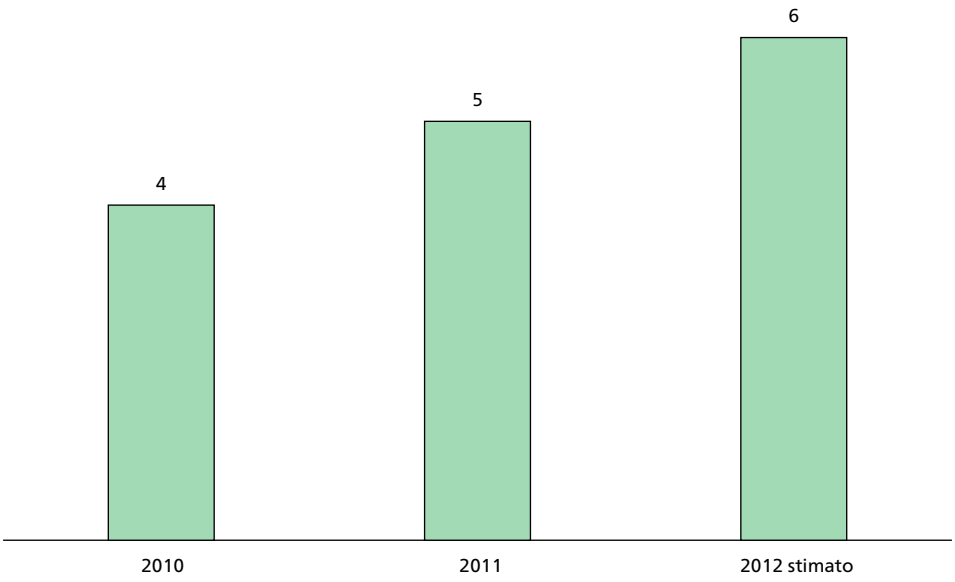
Grecia

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 2012, si stima abbia raggiunto circa 6 GW, in aumento del 26% rispetto al 2011.

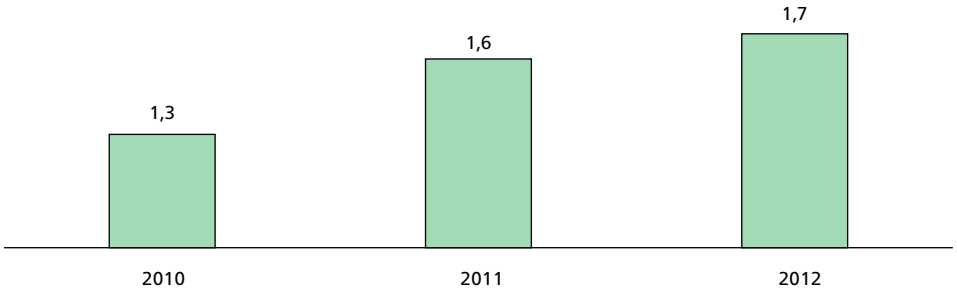
Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati Enerdata, EWEA ed EPIA per l'anno 2012.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Il settore eolico, in particolare, registra una crescita piuttosto regolare lungo tutto il periodo di riferimento, attestandosi nel 2012 a circa 1,7 GW, sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

Evoluzione della capacità installata eolica (GW)



Fonte: Enerdata, EWEA.

Aspetti normativi e tariffari

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della *feed-in tariff* differenziato per fonte. I livelli tariffari per tutte le fonti sono indicizzati annualmente al 50% del CPI (*Consumer Price Index*), a eccezione del fotovoltaico per il quale sono indicizzati al 25% del CPI greco. 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, della durata di 25 anni. Le fonti che non usufruiscono di sistemi di supporto agli investimenti (locali o europei) beneficeranno di un aumento della tariffa del 15-20% a eccezione della fonte solare.

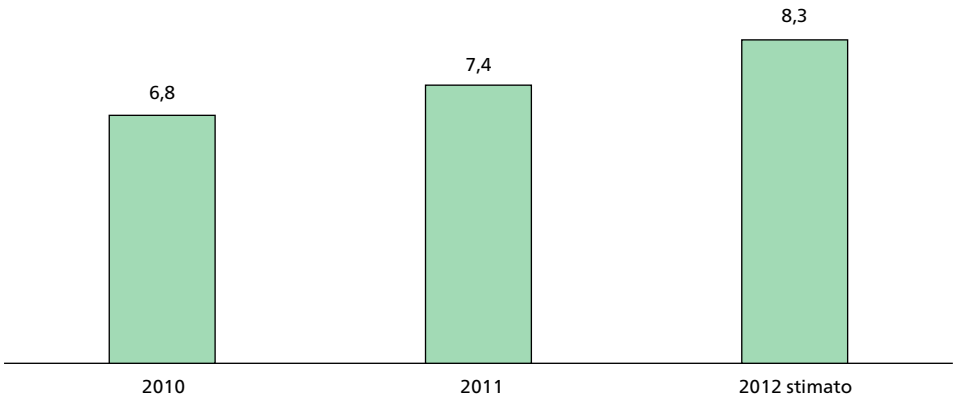
A partire dall'agosto 2012 sono sospese le autorizzazioni per nuovi impianti fotovoltaici (esclusi gli impianti su tetto). Nel novembre 2012 è stata introdotta una nuova tassa sui ricavi degli impianti esistenti di produzione da rinnovabile, pari al 10% per tutte le tecnologie rinnovabili e al 25-30% per il fotovoltaico. La tassa ha carattere temporaneo (luglio 2012 - luglio 2014) ma può essere estesa per un ulteriore anno.

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" (NREAP), 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 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 13% della propria capacità installata da fonti rinnovabili durante il 2012, attestandosi a circa 8 GW, come evidenziato nel grafico sottostante.

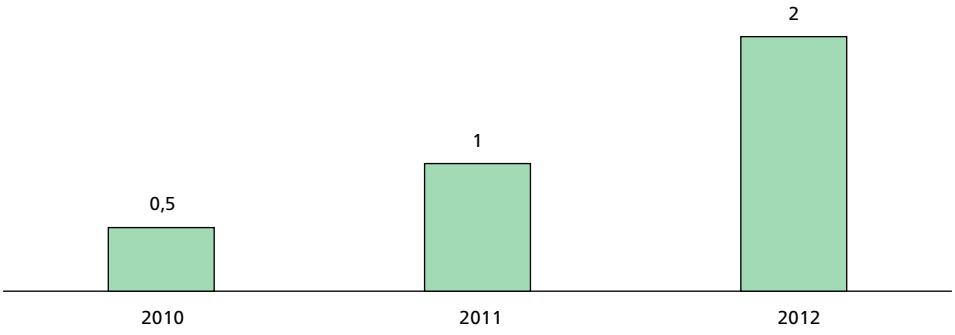
Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata; elaborazioni su dati NREAP, EWEA, BNEF per l'anno 2012.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Tale sviluppo è attribuibile prevalentemente alla tecnologia eolica: solo nell'ultimo anno la capacità installata eolica è aumentata del 93%, attestandosi a circa 2 GW nel 2012. Tale capacità è situata prevalentemente nella regione di Dobrogea, che affaccia sul Mar Nero e presenta una morfologia geografica particolarmente favorevole essendo pianeggiante e non densamente popolata. Altre regioni con un potenziale significativo di sviluppo risultano essere Banat e Moldavia rumena.

Evoluzione della capacità installata eolica (GW)



Fonte: Enerdata, EWEA.

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 (8,3% al 2010, fino al 20% al 2020). L'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata 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. È prevista la possibilità di ridefinire il numero di CV assegnati nel caso sia verificata una "*overcompensation*" degli impianti. La revisione non può essere introdotta prima del 2015 (e del 2014 per il fotovoltaico).

Stati Uniti

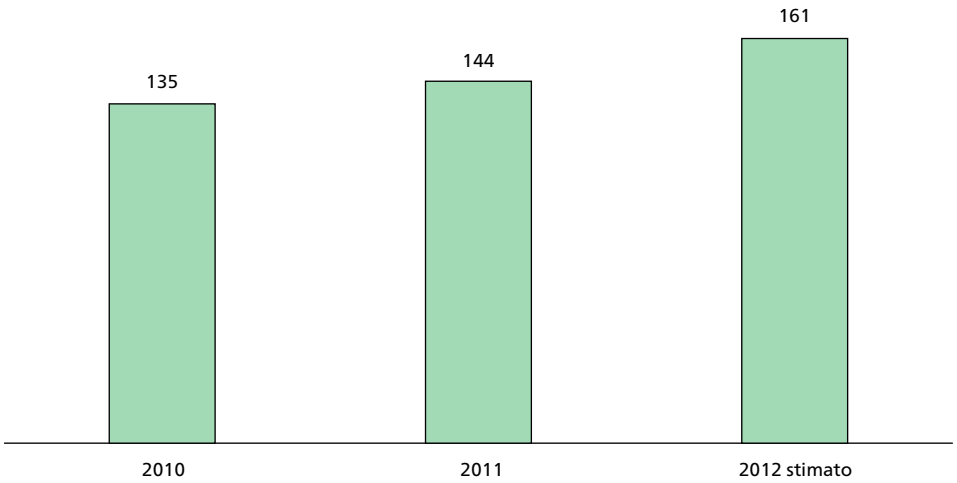
Negli Stati Uniti, l'utilizzo delle energie rinnovabili è supportato da specifiche misure a livello federale e statale ed è in continuo sviluppo. Il sistema dei *Renewable Portfolio Standard* – normative in base alle quali viene richiesto che una data percentuale di elettricità venga prodotta da fonti rinnovabili – è, a oggi, diffuso in 29 Stati più il District of Columbia.

Secondo il *World Energy Outlook 2012*, la capacità installata da fonti rinnovabili subirà un forte incremento, attestandosi sui 258 GW nel 2020 [(1)]. I maggiori contributi alla crescita sono ascrivibili principalmente ai mercati del solare fotovoltaico e dell'eolico.

(1) Include pompaggi puri.

Gli Stati Uniti, al 2012, presentano una capacità installata totale stimata pari a 161 GW, in aumento di circa il 12% rispetto all'anno precedente. Tale significativo incremento è da ascrivere principalmente allo sviluppo del settore eolico.

Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)

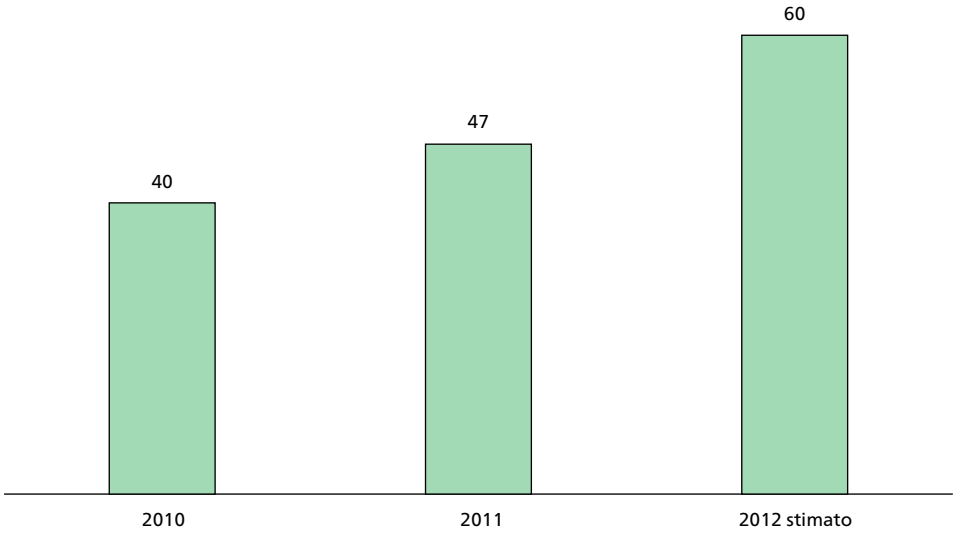


Fonte: Enerdata, IEA, Seia, BNEF, elaborazioni su dati EIA, GWEC, EPIA, REN21, BNEF, IEA per l'anno 2012.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Come detto, il settore eolico risulta essere la fonte rinnovabile che più di tutte ha incrementato il proprio contributo in termini percentuali rispetto al totale della capacità installata, passando dal 32,6% del 2011 al 37,4% del 2012.

In termini di crescita assoluta, il settore eolico si conferma ancora come la fonte rinnovabile più dinamica, passando da 47 GW nel 2011 a 60 GW nel 2012.

Evoluzione della capacità installata eolica (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati GWEC per l'anno 2012.

La crescita del settore eolico è accompagnata da un parallelo sviluppo a livello geografico. Secondo il *Global Wind Energy Outlook 2012*, gli Stati che già dispongono di capacità installata eolica risultano essere 38 nel 2011, 31 dei quali hanno aumentato la propria dotazione nello stesso anno. I più attivi nel settore sono gli Stati del Texas, della California, del Kansas, dell'Oklahoma e dell'Illinois.

Aspetti normativi e tariffari

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

> a livello federale il principale meccanismo di incentivazione è costituito da incentivi fiscali alla produzione e all'investimento (*Production Tax Credit* e *Investment Tax Credit*). A gennaio 2013 la scadenza della *Production Tax Credit* è stata prolungata e la costruzione degli impianti, ai fini della loro qualificabilità, deve cominciare entro il 31 dicembre 2013;

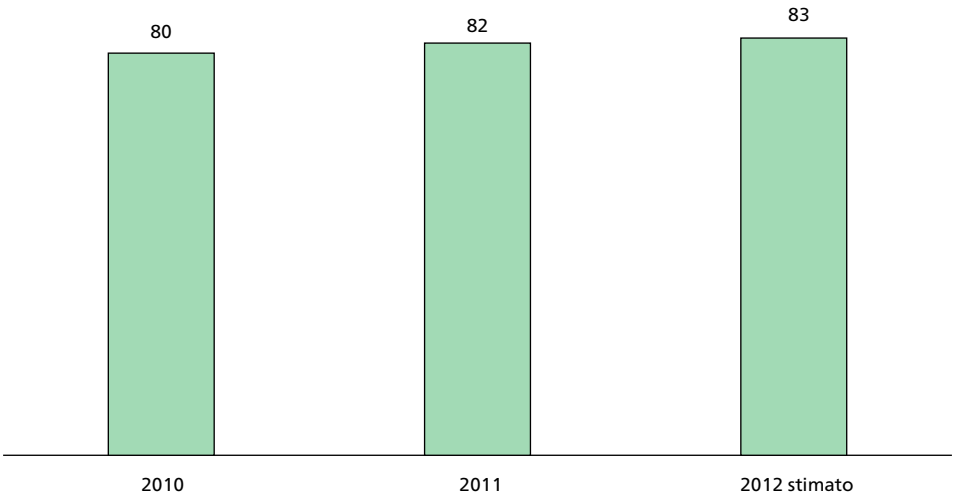
> a livello statale, oltre a eventuali specifici incentivi fiscali statali, vige un sistema di *Renewable Portfolio Standard* (RPS) caratterizzato da quote obbligatorie in capo alle *utility* con obiettivi differenziati per ciascuno Stato. La maggior parte degli Stati ha adottato sistemi di certificazione scambiabili sul mercato.

Canada

Il Canada è, al 2011, uno dei principali Paesi al mondo in termini di capacità installata da fonti rinnovabili, grazie al contributo prevalente della tecnologia idroelettrica. Lo sviluppo delle rinnovabili è accompagnato principalmente da una serie di obiettivi volontari o vincolanti adottati da alcune province (Manitoba, New Brunswick, Ontario, Quebec e Nova Scotia). Inoltre, le province del Quebec e dell'Alberta stanno altresì adottando regolamentazioni in tema di emissioni di gas a effetto serra.

Nel 2012 la base installata da fonte rinnovabile è cresciuta di circa 1 GW, attestandosi a circa 83 GW, di cui circa il 90% derivante da fonte idroelettrica.

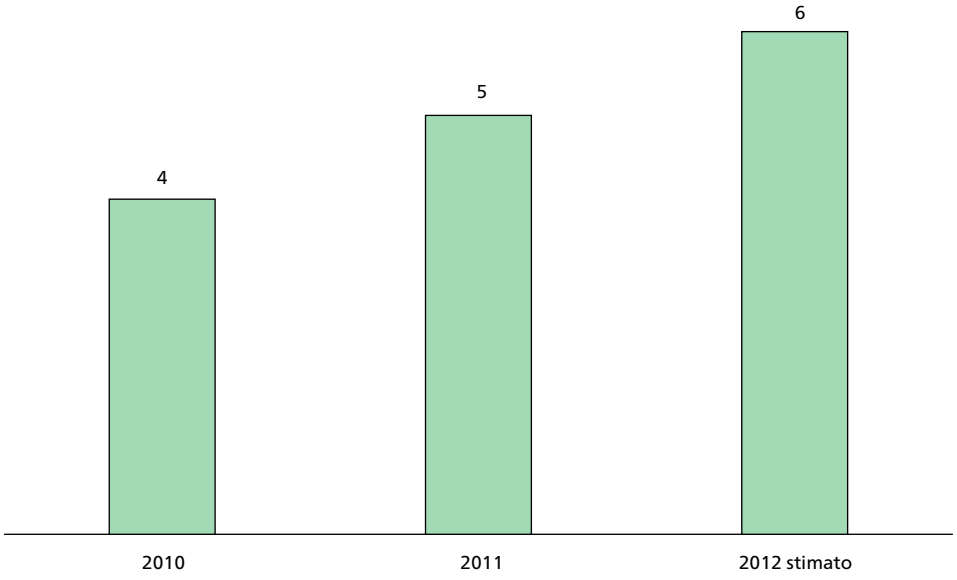
Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati REN21, GWEC, EPIA ed EER 2011 per l'anno 2012.
Nota: esclusi pompaggi puri.

La tecnologia che ha registrato la crescita maggiore durante il 2012 è stata quella eolica, la cui capacità installata si stima abbia raggiunto nel 2012 circa 6 GW. Le province con maggiore capacità eolica addizionale installata nel corso del 2012 risultano essere Quebec, Ontario e Alberta.

Evoluzione della capacità installata eolica (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati GWEC per l'anno 2012.

Aspetti normativi e tariffari

A livello federale non esistono al momento incentivi per le energie rinnovabili, a seguito della scadenza del programma *ecoEnergy for Renewable Power* nel 2011. 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 che 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 solo alcune province abbiano fissato obiettivi vincolanti e supportino lo sviluppo energetico in maniera differente. È il caso dell'Ontario, che ha favorito la crescita dell'energia prodotta da fonti rinnovabili attraverso il meccanismo delle *feed-in tariff*.

Infine, nell'agosto 2012, la regolamentazione ha subíto importanti modifiche strutturali, tra le quali si evidenziano:

> una riduzione dei prezzi per il settore solare (da 44,3 cents/kWh a 35-34,7 cents/kWh) ed eolico (da 13,5 cents/kWh a 11,5 cents/kWh);

> una semplificazione del processo e la creazione di quote al fine di favorire la partecipazione da parte delle comunità locali;

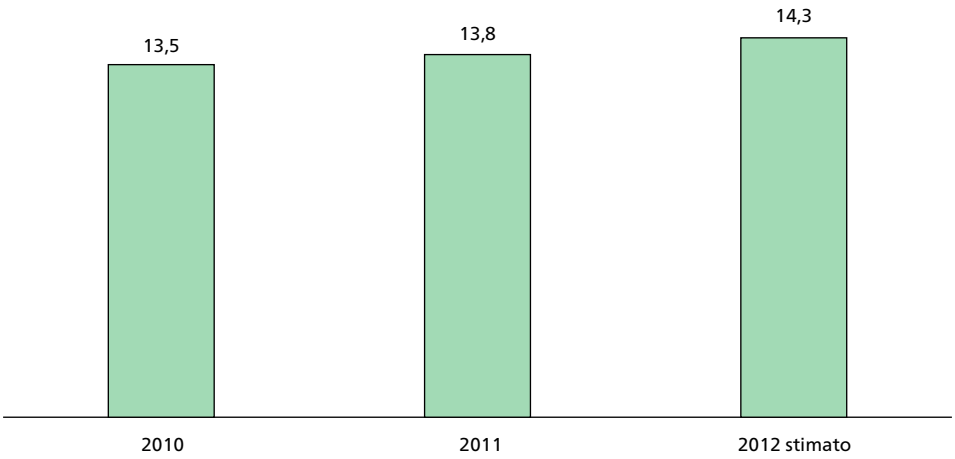
> l'introduzione della tempistica per le nuove *application* nel primo quadrimestre 2013.

Messico

Il Governo messicano si è di recente attivato per lo sviluppo di un quadro regolatorio in supporto alle energie rinnovabili. Il 5 giugno 2012 il presidente Felipe Calderón ha posto la firma sul decreto attuativo della "*Ley general de cambio climático*", un testo che contiene *target* di riduzione delle emissioni di gas serra e di quota di produzione da fonti 'pulite'. In particolare, il Governo messicano si pone l'obiettivo di ridurre le emissioni del 30% al 2020 e di generare il 35% di elettricità da fonti 'pulite' entro il 2024.

Si stima che la capacità installata rinnovabile abbia registrato nel 2012 un incremento pari a circa il 3% rispetto al 2011, attestandosi a circa 14 GW.

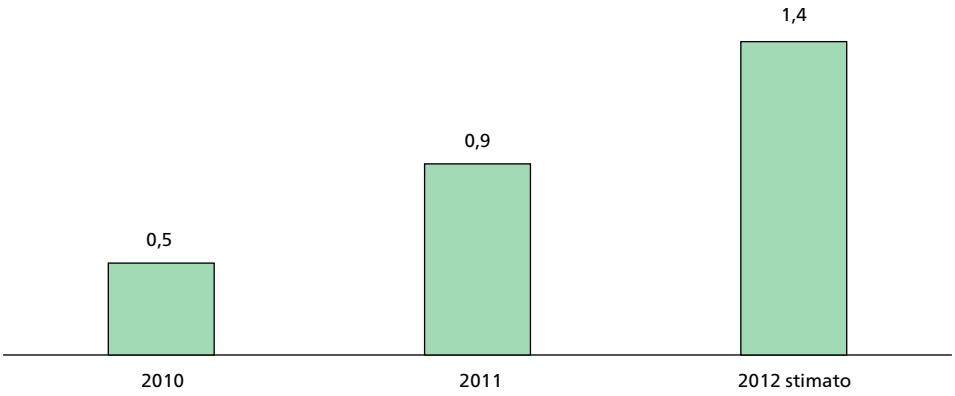
Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati Sener, BNEF, ENE per l'anno 2012.
Nota: esclusi pompaggi puri.

La tecnologia eolica è quella che ha contribuito maggiormente alla crescita complessiva della capacità installata rinnovabile nell'ultimo anno. Al 2012, come evidenziato nel grafico sottostante, si stima che la base installata eolica si attesti a circa 1,4 GW.

Evoluzione della capacità installata eolica (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati GWEC per l'anno 2012.

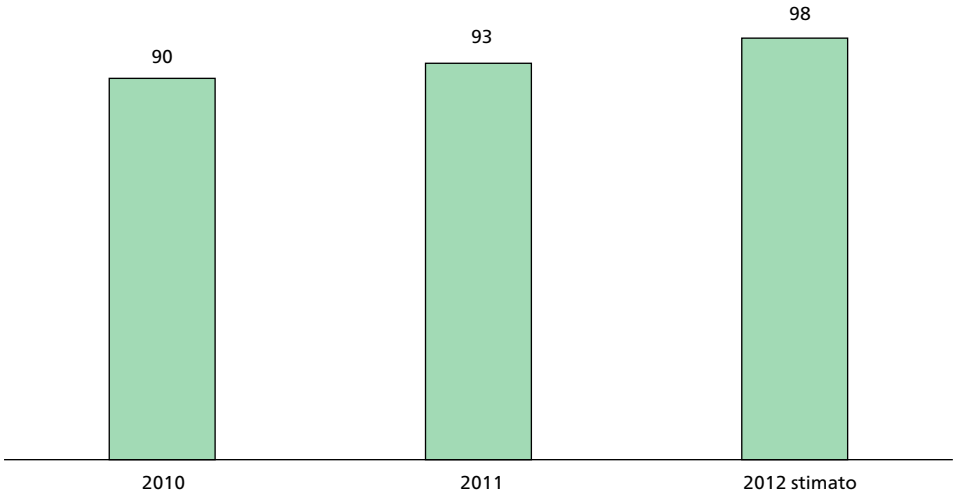
Aspetti normativi e tariffari

Nel corso del 2008 è stata pubblicata la legge per la promozione delle fonti rinnovabili (LAERFTE) con l'obiettivo di disciplinare l'assetto regolatorio relativo alla transizione energetica del Paese verso tecnologie 'pulite'. Gli investitori privati partecipano con riferimento alla loro attività come IPP (*Independent Power Producer* - che vendono tutta la loro capacità alla *Comisión Federal de Energía* attraverso meccanismi di asta), *self supplier* (in caso di autoconsumo) e produttori di piccola scala (con capacità installata minore di 30 MW che vendono la loro capacità tramite tariffe regolate dalla *Comisión Federal de Energía).* Il 31 ottobre 2012 è stata pubblicata la delibera della Autorità per l'energia (*Comisión Reguladora de Energía*) che riconosce agli investitori privati la possibilità di partecipare ad aste competitive per l'assegnazione di contratti pluriennali di fornitura di energia relativi a impianti rinnovabili di piccola taglia (minore di 30 MW).

Brasile

Il Brasile rappresenta il Paese dell'America Latina con la maggiore capacità installata da fonti rinnovabili. Al 2012, secondo il *Global Wind Energy Outlook 2012*, l'offerta di energia da fonti rinnovabili in Brasile risulta ancora fortemente concentrata sull'idroelettrico (80% del totale), con il settore eolico e delle biomasse in rapida crescita.
Secondo il *World Energy Outlook 2012*, la capacità installata da fonti rinnovabili in Brasile sarà caratterizzata da un marcato incremento, attestandosi a 126 GW nel 2020 [(1)]. In particolare, i maggiori contributi alla crescita proverranno dal settore idroelettrico (storicamente il più sviluppato) e da quello eolico (il quale si stima possa crescere esponenzialmente nei prossimi anni).
La capacità installata, nel 2012, è stimata essere pari a 98 GW, in crescita del 5% rispetto al dato dell'anno precedente.

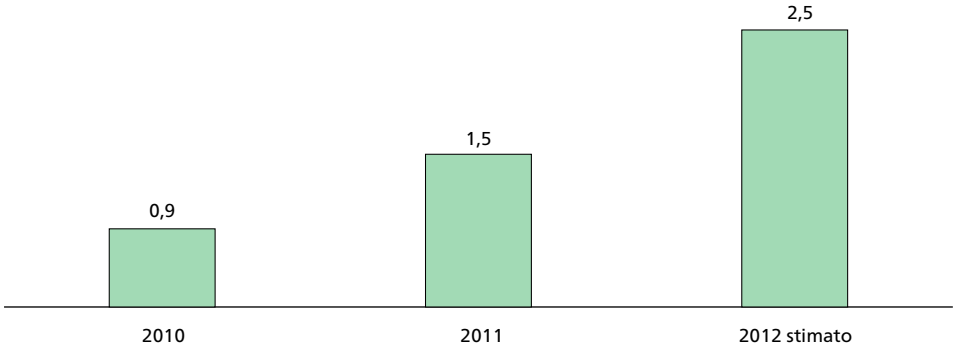
Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati ANEEL, GWEC, EPIA per l'anno 2012.
Nota: esclusi pompaggi puri.

La capacità installata da fonte eolica si attesta nel 2012 a circa 2,5 GW, in marcata crescita rispetto all'anno precedente (+69,5%). Contestualmente si assiste a una crescita del contributo della tecnologia eolica sul totale (dall'1,6% nel 2011 al 2,6% nel 2012).

Evoluzione della capacità installata eolica (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati GWEC per l'anno 2012.

(1) Include pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

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

> *Leilão Fontes Alternativas*, nelle quali competono tutte le tecnologie;

> *Leilão Energia de Reserva*, nelle quali compete una singola tecnologia. Queste tipologie di aste sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di determinate tecnologie (come il rinnovabile).

Le aste attualmente si differenziano in A-1 (tipicamente per impianti esistenti), A-3 e A-5, in funzione dell'obbligo del produttore a fornire l'energia assegnata dopo uno, 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 ulteriormente 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 impianti termoelettrici alimentati a biomassa, 20 anni per impianti eolici e 30 anni per impianti idroelettrici.

Il meccanismo ad asta brasiliano si applica a tutte le fonti rinnovabili a eccezione dell'idroelettrico con potenza superiore a 30 MW.

Il 2012 è stato caratterizzato da alcune importanti decisioni in tema di energia elettrica, e in particolare:

> delibere n. 481 e n. 482 del 17 aprile 2012. Il 17 aprile 2012 l'ANEEL (*Agência Nacional de Energia Elétrica*) ha pubblicato alcune delibere in materia di mini- e microgenerazione solare per impianti con potenza installata inferiore a 1 MW. Le delibere prevedono la possibilità per i clienti/generatori di beneficiare di crediti al consumo di energia attraverso il c.d. "meccanismo del *net metering*" che consentirà loro di pagare solo la differenza tra quanto effettivamente consumato e quanto prodotto dal proprio impianto solare. Sono inoltre previsti sconti sulle tariffe di distribuzione e trasmissione pari all'80% per gli impianti in esercizio entro il 31 dicembre 2017;

> decreto n. 579. In data 11 aprile 2012 il Presidente della Repubblica brasiliana ha firmato, e poi ratificato, il decreto n. 579 che definisce le condizioni di rinnovo delle concessioni del settore elettrico in scadenza prima del 2018 e la riduzione di alcune componenti tariffarie di natura fiscale. Con specifico riferimento alle concessioni idroelettriche, il decreto riconosce ai titolari di concessioni di impianti con potenza superiore a 1 MW la possibilità di richiederne il rinnovo 60 mesi prima della scadenza. La scelta da parte dei concessionari titolari di concessioni in scadenza prima del 2018 è avvenuta nel mese di ottobre 2012.

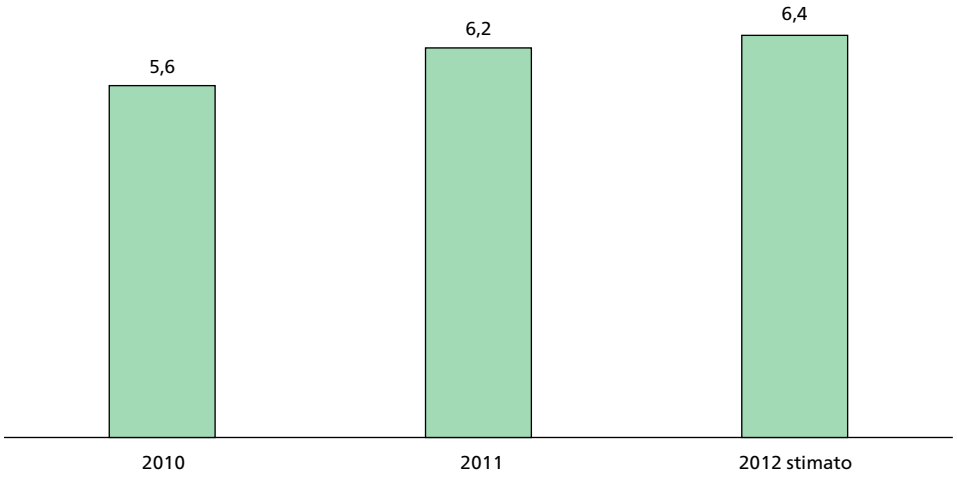
Cile

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 Paese 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 2012*, queste ammontano al 2012 a meno dell'1% del *mix* di energie attualmente disponibile.

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

Come mostra il grafico seguente, al 2012 il Cile presenta una capacità installata da fonti rinnovabili pari a circa 6 GW, in lieve aumento (2,6%) rispetto al dato dell'anno precedente.

Evoluzione della capacità installata da fonte rinnovabile (GW)



Fonte: Enerdata, elaborazioni su dati CNE, EER, REN21, BNEF per l'anno 2012.
Nota: esclusi pompaggi puri.

Aspetti normativi e tariffari

Il Cile, attraverso il meccanismo dei certificati verdi, introdotti nel 2010, ha favorito lo sviluppo delle energie rinnovabili.

Il Paese 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 che venga immessa nel sistema, tra il 2010 e il 2014, una quota pari al 5% di tutta l'energia contrattualizzata dopo il 31 agosto 2007. Dal 2015 è previsto un aumento dello 0,5% annuo al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024. Il meccanismo attualmente in vigore prevede penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria.

Attualmente è in corso nel Governo cileno il dibattito sulla revisione della quota d'obbligo per un aumento di tale quota dal 10% al 2024 al 20% al 2020. Il CADE, *Consejo Asesor para el Desarrollo Eléctrico*, incaricato di analizzare il mercato energetico cileno, ha formulato in un *report* una proposta di obiettivo di quota rinnovabile pari al 15% al 2024. La proposta portata in Parlamento del 20% al 2020 è stata recentemente approvata dal Senato ed è attualmente all'esame della Commissione energia della Camera dei Deputati. 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.

Nel corso del 2012 è stata approvata una serie di atti normativi in materia energetica tra cui:

> legge n. 20.600. Il 28 di giugno 2012 è stata pubblicata nel *Diario Oficial* la legge n. 20.600 che ha costituito i tribunali ambientali. Tali organi giurisdizionali avranno una competenza speciale in merito alle controversie ambientali, comportando una diminuzione della conflittualità ambientale e garantendo quindi una maggiore sicurezza ai progetti di sviluppo infrastrutturale;

> *Carretera Eléctrica*. Il 30 agosto 2012 il Presidente del Cile ha firmato il disegno di legge sulla *Carretera Eléctrica*, successivamente presentato in Parlamento il 4 settembre 2012. La proposta definisce i criteri generali che regoleranno lo sviluppo della rete in termini di ruolo pubblico e coordinamento con il settore privato.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo Enel Green Power (di seguito il "Gruppo") e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato.
Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*.

Nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:
Ricavi totali, incluso l'effetto della gestione rischio commodity: determinati quali sommatoria dei "Ricavi" e dei "Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*".

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

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:
> delle "Attività per imposte anticipate";
> dei "Crediti finanziari a lungo termine" inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
> dei "Finanziamenti a lungo termine";
> del "TFR e altri benefíci 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 diversi", 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.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

2011

Acquisizioni da terzi

Sociedad Eólica de Andalucía (SEA)

A far data dal 31 marzo 2011, data di stipula dell'accordo, Enel Green Power España ha acquisito il controllo della società SEA SA e pertanto la stessa risulta consolidata integralmente.

Con questa acquisizione il Gruppo ha incrementato la propria partecipazione in SEA, passando dal 46,67% (precedentemente consolidato con il metodo del patrimonio netto) al 63,34%. Tale operazione ha comportato la rimisurazione *pro quota* (46,67%) al *fair value* delle attività nette possedute in SEA precedentemente all'acquisizione del controllo, per un importo pari a 23 milioni di euro, effetto rilevato a Conto economico in base all'IFRS 3/Revised.

Sociedade Térmica Portuguesa

Enel Green Power España, attraverso la sua controllata Finerge, ha acquisito un'ulteriore quota del 50% in Sociedade Térmica Portuguesa, divenendo così l'unico azionista della società portoghese. Con questa acquisizione il Gruppo ha incrementato la sua partecipazione nella Società passando dal 50% (precedentemente consolidato con il metodo proporzionale) al 100%.

Tale operazione ha comportato la rimisurazione *pro quota* (50%) al *fair value* delle attività nette possedute in Sociedade Térmica Portuguesa precedentemente all'acquisizione del controllo, per un importo pari a 22 milioni di euro, effetto rilevato a Conto economico in base all'IFRS 3/*Revised*.

Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER)

In data 30 maggio 2011 Enel Green Power e la sua controllata Enel Green Power España (EGPE) hanno finalizzato l'accordo firmato con Gas Natural SDG SA per la suddivisione (*break-up*) degli *asset* di EUFER SA, *joint venture* paritetica tra EGPE e Gas Natural Fenosa.

Il *break-up* di EUFER SA è stato finalizzato mediante la riduzione di una quota del 50% del capitale della stessa realizzata attraverso la cessione a Gas Natural Fenosa di una parte degli *asset* di EUFER SA.

Altre minori

Nel corso del periodo Enel Green Power ha acquistato partecipazioni di controllo in Italia per un importo di 10,4 milioni di euro e ceduto partecipazioni in Spagna per un importo di 21 milioni di euro.

Enel Green Power ha, inoltre, pagato *success fee* relative ai progetti rientranti nel perimetro di Enel Green Power Hellas (61 milioni di euro) e di Enel Green Power Romania (38 milioni di euro).

Infine sono stati acquistati, negli Stati Uniti, i progetti eolici di Caney River e Rocky Ridge (che alla data del 31 dicembre 2011 sono stati interamente realizzati ed entrati in esercizio) per un importo totale di 15 milioni di euro. L'*excess cost* riconosciuto è stato allocato sulle immobilizzazioni immateriali e materiali.

Riclassifica da "Attività nette possedute per la vendita"

A partire dal secondo trimestre 2011, per il venir meno delle condizioni previste dall'IFRS 5 per la classificazione delle attività/passività destinate alla vendita, le attività nette della partecipata Enel Green Power Bulgaria e della partecipazione nella collegata Trade Wind Energy LLC sono state riclassificate nelle relative voci di Stato patrimoniale.

2012

Acquisizioni da terzi

Di seguito si riportano le principali informazioni sulle operazioni di aggregazione aziendale avvenute nel corso del 2012. Si precisa come in sede di redazione del presente bilancio consolidato, il Gruppo procederà all'identificazione del *fair value* delle attività e passività acquisite, nonché delle passività potenziali assunte, entro i dodici mesi successivi alla data dell'acquisizione.

***Pipeline* Kafireas**

Nel corso del primo semestre 2012, a seguito del raggiungimento delle *milestone* tecniche contrattualmente fissate e in forza di un *amendment* contrattuale concluso con il *partner* greco, sviluppatore delle iniziative riconducibili al progetto Elica II, il Gruppo ha acquisito – per il tramite della controllata Enel Green Power Hellas – un pacchetto azionario del 50% nelle otto società dell'inizativa eolica Kafireas.

Attraverso l'acquisto di tale quota del capitale sociale, che si aggiunge alla porzione precedentemente detenuta pari al 30%, il Gruppo ha acquisito anche il pieno controllo in tali società, configurando una *step acquisition* ai sensi dell'IFRS 3.

In forza di tali eventi, e a partire dal 29 giugno 2012, data del nuovo accordo, tali società sono state, pertanto, consolidate integralmente laddove le stesse erano invece iscritte fra le partecipazioni in imprese collegate fino al 31 dicembre 2011.

Gli effetti di tale operazione hanno condotto alla rilevazione, in via provvisoria, di un avviamento di 57 milioni di euro, determinato come differenza tra:

(i) la somma del corrispettivo dell'operazione (pari a 39 milioni di euro), del *fair value* dell'interessenza del 30% già precedentemente detenuta (pari 19 milioni di euro) e la valorizzazione delle interessenze non di controllo (pari a zero), e

(ii) il *fair value* provvisorio delle attività nette acquisite (pari a 1 milione di euro).

Si evidenzia, inoltre, come la rimisurazione al *fair value* dell'interessenza già detenuta precedentemente alla stipula dell'operazione, ai sensi dell'IFRS 3, non abbia prodotto impatti economici significativi.

Inoltre, si precisa che, per tale operazione, la valorizzazione delle interessenze non di controllo è effettuata in proporzione al valore delle attività nette acquisite.

Stipa Nayaa

A fine giugno si è concluso l'accordo per l'acquisizione del primo impianto eolico in Messico, Bii Nee Stipa II, detenuto dalla società Stipa Nayaa. L'impianto, che sfrutta l'eccellente risorsa eolica propria dell'Istmo di Tehuantepec (nello Stato messicano di Oaxaca), è stato sviluppato e costruito da Gamesa ed è composto da 37 turbine eoliche da 2 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 74 MW.

Attraverso l'operazione, il Gruppo Enel Green Power ha rilevato l'intero capitale sociale di Stipa Nayaa, acquisendone il controllo. L'operazione si configura come un'aggregazione aziendale ed è stata trattata in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3.

Per i relativi effetti si rinvia alla Nota 4 "Principali variazioni dell'area di consolidamento".

Trade Wind Energy

A far data dal 12 ottobre 2012, data di stipula dell'accordo, Enel Green Power North America ha acquisito il controllo della società Trade Wind Energy (TWE) e pertanto la stessa risulta consolidata integralmente.

Con questa acquisizione il Gruppo ha incrementato la propria partecipazione in TWE, passando dal 41,2% (precedentemente consolidato con il metodo del patrimonio netto) al 100%.

Per i relativi effetti si rinvia alla Nota 4 "Principali variazioni dell'area di consolidamento".

Eólica Zopiloapan

A far data dal 14 dicembre 2012 si è concluso l'accordo per l'acquisizione del secondo impianto eolico in Messico, Bii Nee Stipa III, detenuto dalla società Eólica Zopiloapan, sempre nello Stato di Oaxaca. Sviluppato e costruito da Gamesa, l'impianto è composto da 35 turbine eoliche da 2 MW ciascuna.

Attraverso l'operazione il Gruppo Enel Green Power ha rilevato l'intero capitale sociale di Eólica Zopiloapan, acquisendone il controllo. L'operazione si configura come un'aggregazione aziendale ed è stata trattata in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3.

Per i relativi effetti si rinvia alla Nota 4 "Principali variazioni dell'area di consolidamento".

Acquisizioni minori

Nel corso del 2012 il Gruppo ha acquistato un'ulteriore quota di controllo nelle partecipazioni in Iberia in Sociedad Eólica Los Lances per un importo di 5 milioni di euro (con un impatto sull'avviamento di 4 milioni di euro) e in SEA per 1 milione di euro (con un impatto sull'avviamento di 1 milione di euro).

Si evidenzia, inoltre, che sono state riconosciute *success fee* per 29 milioni di euro, relativamente all'acquisizione di progetti fotovoltaici in Italia e Grecia.

Riclassifica da "Attività nette possedute per la vendita"

A partire dal quarto trimestre 2012, per il venir meno delle condizioni previste dall'IFRS 5 per la classificazione delle attività/passività destinate alla vendita, le attività della partecipata Enel Green Power España sono state riclassificate nelle relative voci di Stato patrimoniale.

Risultati economici del Gruppo

Si riporta di seguito il Conto economico riclassificato del 2012 che tiene conto della variazione del perimetro di consolidamento, confrontato con i dati storici del 2011.

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Totale ricavi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**2.688**	**2.527**	**161**
Totale costi	**1.010**	**944**	**66**
MARGINE OPERATIVO LORDO	**1.678**	**1.583**	**95**
Ammortamenti e perdite di valore	706	670	36
UTILE OPERATIVO	**972**	**913**	**59**
Proventi finanziari	133	128	5
Oneri finanziari	(363)	(291)	(72)
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	**(230)**	**(163)**	**(67)**
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	47	46	1
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	**789**	**796**	**(7)**
Imposte	298	282	16
UTILE DELL'ESERCIZIO	**491**	**514**	**(23)**
- Quota di pertinenza del Gruppo	413	408	5
- Quota di pertinenza di terzi	78	106	(28)

Ricavi

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ricavi connessi alla vendita di energia	1.642	1.509	133
Ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi	666	486	180
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(8)	(12)	4
Ricavi da vendita di energia elettrica, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**2.300**	**1.983**	**317**
Altri ricavi e proventi	388	544	(156)
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**2.688**	**2.527**	**161**

I **ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*** del Gruppo, pari a 2.688 milioni di euro, evidenziano un incremento di 161 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+6,4%) come combinazione di un aumento di 317 milioni di euro dei ricavi per vendita di energia elettrica (pari a 2.300 milioni di euro nel 2012) e di una riduzione di 156 milioni di euro degli altri ricavi e proventi (pari a 388 milioni di euro nel 2012).

L'incremento dei *ricavi da vendita di energia elettrica, incluso effetto gestione del rischio commodity* deriva principalmente dalla crescita della produzione in Iberia e America Latina (100 milioni di euro), in Nord America (83 milioni di euro) e nel resto d'Europa (95 milioni di euro). I ricavi per vendita di energia elettrica realizzati in Italia evidenziano un incremento di 39 milioni di euro; l'incremento dei ricavi realizzato grazie alla maggiore produzione eolica e l'aumento dei ricavi medi di vendita hanno infatti più che compensato la riduzione degli stessi derivante dalla minore produzione idroelettrica conseguente alla minore idraulicità (403 milioni di kWh).

Si evidenzia in particolare che i *ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi,* pari a 666 milioni di euro, si incrementano di 180 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto della maggior produzione incentivata in Italia (31 milioni di euro), nel resto d'Europa (59 milioni di euro) e in Iberia (53 milioni di euro), e per i ricavi da *tax partnership* in Nord America (38 milioni di euro).

Gli *altri ricavi e proventi*, pari a 388 milioni di euro (544 milioni di euro nel 2011), si riferiscono principalmente ai ricavi derivanti dall'attività *retail* di Enel.si per 215 milioni di euro (248 milioni di euro nel 2011), dall'avvio della vendita dei pannelli fotovoltaici prodotti da 3SUN per 33 milioni di euro (1 milione di euro nel 2011), dalla risoluzione degli accordi previsti con i *partner* della società Trade Wind Energy che ha determinato la cancellazione dei debiti per *success fee* connessi ai progetti realizzati e la rimisurazione al *fair value* del valore di attività e passività della stessa, per la quale si sono modificati i requisiti relativi al controllo, per complessivi 52 milioni di euro, nonché ad altri ricavi diversi per 88 milioni di euro (114 milioni di euro nel 2011).

Al netto dei citati proventi rilevati nel 2011, i ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity* evidenziano un incremento di 342 milioni di euro (+14,6%).

Costi

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Energia e materiali	371	431	(60)
Costo del personale	242	213	29
Servizi	431	352	79
Altri costi operativi	128	68	60
Totale	**1.010**	**944**	**66**
- di cui capitalizzati	*(162)*	*(120)*	*(42)*

I **costi** sono pari a 1.010 milioni di euro nel 2012 e a 944 milioni di euro nel 2011; l'incremento, pari a 66 milioni di euro (inclusivo di un effetto cambi positivo di 15 milioni di euro, +7,0%), riflette principalmente:

> il decremento dei costi per *energia e materiali* (60 milioni di euro), sostanzialmente riconducibile alla contrazione dell'attività *retail*, parzialmente compensato dai costi per la produzione dei pannelli fotovoltaici;

> l'incremento dei costi per *servizi* (79 milioni di euro), principalmente riferibile all'aumento dei costi per godimento beni di terzi (19 milioni di euro), ai costi per consulenze e assicurazioni (14 milioni di euro), ai costi per manutenzioni e riparazioni (5 milioni di euro) e ad altri costi diversi di gestione (17 milioni di euro);

> l'incremento degli *altri costi operativi* (60 milioni di euro), principalmente per l'aumento dei costi del *business retail* (35 milioni di euro), per i maggiori accantonamenti a fondi per rischi e oneri (9 milioni di euro), per l'incremento delle imposte sui terreni e fabbricati (5 milioni di euro) e per maggiori minusvalenze (6 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo**, pari a 1.678 milioni di euro, presenta un aumento di 95 milioni di euro (+6,0%) rispetto allo stesso periodo del 2011.

Al netto dei citati proventi rilevati nel 2011, il margine operativo lordo evidenzia un incremento di 276 milioni di euro (+19,7%), sostanzialmente in linea con l'andamento dei ricavi.

L'**utile operativo** è pari a 972 milioni di euro, in aumento di 59 milioni di euro (+6,5%) rispetto ai 913 milioni di euro del 2011.

La variazione dell'utile operativo riflette l'aumento del margine operativo lordo, effetto solo parzialmente compensato dall'incremento degli ammortamenti e perdite di valore (pari a 36 milioni di euro). Tale incremento riflette la maggiore capacità installata netta e la riduzione delle perdite di valore che nel 2011 accoglievano l'adeguamento di valore dell'avviamento iscritto sulle attività detenute in Grecia (70 milioni di euro).

In particolare, i maggiori ammortamenti derivanti dall'incremento della capacità installata netta e dal completamento nel secondo semestre 2011 delle allocazioni di prezzo sulle citate operazioni di acquisizione sono stati parzialmente compensati dagli effetti della rivisitazione della stima della vita utile degli impianti eolici in 25 anni, in linea con la prassi del settore. Tale operazione ha generato un impatto positivo nel 2012 pari a 44 milioni di euro.

Al netto dei citati proventi e degli adeguamenti di valore rilevati nel 2011, l'utile operativo si incrementa di 152 milioni di euro (+18,5%).

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 230 milioni di euro, registrano un incremento pari a 67 milioni di euro, riconducibile principalmente all'aumento degli oneri finanziari sull'indebitamento finanziario legato all'aumento dell'indebitamento medio e alla crescita del costo del debito per effetto sia della trasformazione dell'indebitamento da breve a lungo termine sia del passaggio da tassi variabili a tassi fissi.

La **quota dei proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** registra un aumento pari a 1 milione di euro rispetto al 2011. Al netto del ripristino di valore contabilizzato nel corso del primo trimestre 2011 per effetto della definizione del contenzioso Star Lake (7 milioni di euro), la voce presenta un incremento di 8 milioni di euro rispetto al 2011 per l'incremento delle quote di utili della collegata LaGeo (16 milioni di euro) e delle collegate spagnole (6 milioni di euro) e un incremento delle perdite delle società collegate in Nord America (12 milioni di euro).

Le **imposte**, pari a 298 milioni di euro, evidenziano un incremento di 16 milioni di euro; al netto degli effetti non ricorrenti rilevati nel 2011, pari a 40 milioni di euro, la voce aumenta di 56 milioni di euro rispetto al 2011. L'incidenza delle imposte del periodo, al netto degli effetti non ricorrenti, sul risultato *ante* imposte è pari al 37,8% rispetto al 34,8% dell'esercizio precedente.

L'**utile dell'esercizio del Gruppo** del 2012 è pari a 413 milioni di euro, con un incremento di 5 milioni di euro (+1,2%) rispetto ai 408 milioni di euro del 2011.
Al netto degli effetti sull'utile dei citati proventi (pari a 96 milioni di euro) e degli adeguamenti di valore (pari a 83 milioni di euro) rilevati nel 2011, l'utile dell'esercizio del Gruppo evidenzia un incremento di 18 milioni di euro (+4,6%).

Utile per azione

L'utile per azione al 31 dicembre 2012 è stato calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie del 2012.
Si segnala che non vi sono effetti diluitivi che dovrebbero essere considerati per il calcolo dell'utile diluito per azione e pertanto quest'ultima grandezza coincide con l'utile base per azione.

	2012	2011
Utile dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	413	408
Consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio	5.000.000.000	5.000.000.000
Utile base e diluito per azione (in euro)	**0,08**	**0,08**

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Si riporta di seguito lo Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2012, confrontato con i dati al 31 dicembre 2011.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Attività immobilizzate nette			
Immobili, impianti e macchinari	10.878	10.172	706
Attività immateriali	1.260	1.299	(39)
Avviamento	942	858	84
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	533	488	45
Attività/(Passività) finanziarie non correnti nette	(8)	16	(24)
Altre attività/(passività) non correnti nette	(54)	(70)	16
Totale	**13.551**	**12.763**	**788**
Capitale circolante netto			
Rimanenze	64	61	3
Crediti commerciali	571	529	42
Crediti/(Debiti) tributari netti	174	66	108
Attività/(Passività) finanziarie correnti nette	(82)	(113)	31
Debiti commerciali	(1.070)	(1.033)	(37)
Altre attività/(passività) correnti nette	(186)	(43)	(143)
Totale	**(529)**	**(533)**	**4**
Capitale investito lordo	**13.022**	**12.230**	**792**
Fondi diversi			
TFR e altri benefíci ai dipendenti	(46)	(43)	(3)
Fondi rischi e oneri futuri	(103)	(101)	(2)
Imposte differite nette	(287)	(277)	(10)
Totale	**(436)**	**(421)**	**(15)**
Attività nette possedute per la vendita	**-**	**4**	**(4)**
Capitale investito netto	**12.586**	**11.813**	**773**
Patrimonio netto complessivo	**7.972**	**7.738**	**234**
Indebitamento finanziario netto	**4.614**	**4.075**	**539**

Gli *immobili, impianti e macchinari*, pari a 10.878 milioni di euro, presentano un incremento di 706 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, sostanzialmente riconducibile agli investimenti dell'esercizio (1.226 milioni di euro), agli ammortamenti e perdite di valore (578 milioni di euro), alla variazione del perimetro (224 milioni di euro) principalmente riferibile all'acquisizione delle società messicane Stipa Nayaa e Zopiloapan, alle differenze negative di cambio (73 milioni di euro) e alle dismissioni (pari a 104 milioni di euro) operate principalmente dalla Capogruppo.

Le *attività immateriali*, pari a 1.260 milioni di euro, presentano una riduzione di 39 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, dovuta principalmente agli ammortamenti e perdite di valore (pari a 98 milioni di euro), parzialmente compensati dagli investimenti effettuati nell'esercizio (pari a 31 milioni di euro) e dall'acquisizione del controllo al 100% della società Trade Wind Energy (28 milioni di euro), precedentemente detenuta al 41,2% e consolidata con il metodo del patrimonio netto.

La voce *avviamento*, pari a 942 milioni di euro, presenta un incremento di 84 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, riferibile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento conseguente all'acquisizione del controllo nelle società greche incluse nel progetto Kafireas precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto (57 milioni di euro) e all'acquisizione delle società messicane Stipa Nayaa (14 milioni di euro) e Zopiloapan (14 milioni di euro).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 533 milioni di euro, presentano un incremento di 45 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, derivante sostanzialmente dalla rilevazione delle quote di proventi netti (47 milioni di euro).
Tale effetto è stato in parte compensato dal cambio del metodo di consolidamento da patrimonio netto a integrale delle società appartenenti al progetto Kafireas in Grecia (pari a 34 milioni di euro) e della società sviluppatrice di progetti eolici Trade Wind Energy in Nord America (pari a 12 milioni di euro), dalla rilevazione dei dividendi deliberati da LaGeo (pari a 18 milioni di euro) e da alcune società di Enel Green Power España (23 milioni di euro), nonché dall'acquisizione di partecipazioni di minoranza nelle società Chisholm View e Prairie Rose in Nord America (108 milioni di euro).
Si precisa, peraltro, che la voce accoglie – nel caso delle società collegate di Enel Green Power Hellas – anche i corrispettivi già versati a titolo di *success fee* per 41 milioni di euro sulle iniziative in corso di sviluppo, Mani e Cicladi, nell'ottica della prospettica acquisizione di un ulteriore pacchetto del 50% in tali società, finalizzato all'ottenimento del controllo, all'eventuale raggiungimento di definite *milestone* tecniche stabilite contrattualmente.

Il **capitale circolante netto**, negativo per 529 milioni di euro al 31 dicembre 2012 (negativo per 533 milioni di euro al 31 dicembre 2011), evidenzia una variazione pari a 4 milioni di euro principalmente dovuta:

> all'incremento dei *crediti commerciali* (42 milioni di euro), correlato all'aumento dei crediti in Europa e in Iberia e America Latina (58 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti del *business Retail* (24 milioni di euro);
> all'incremento dei *crediti/(debiti) tributari netti* (108 milioni di euro), principalmente riferibile all'aumento della posizione creditoria per IVA dell'area Italia ed Europa (46 milioni di euro) e dell'area Iberia e America Latina (48 milioni di euro);
> all'aumento dei *debiti commerciali* (37 milioni di euro), in linea con l'andamento maggiormente lineare degli investimenti nel corso dell'anno;
> alla variazione delle *altre attività/(passività) correnti nette* (143 milioni di euro), principalmente riconducibile all'aumento di acconti e ratei passivi per lo sviluppo di progetti in Messico (80 milioni di euro) e di altri debiti diversi in Italia (59 milioni di euro).

I **fondi diversi** evidenziano una variazione in aumento pari *a* 15 milioni di euro, principalmente per l'incremento della voce "Imposte differite nette" (10 milioni di euro).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012 è pari a 12.586 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 7.972 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 4.614 milioni di euro. Quest'ultimo presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,58 (0,53 al 31 dicembre 2011).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

La composizione dell'indebitamento finanziario netto è esposta nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Indebitamento a lungo termine			
Finanziamenti bancari	1.645	1.013	632
Obbligazioni	-	19	(19)
Debiti verso altri finanziatori	481	395	86
Debiti verso parti correlate	2.491	2.306	185
Indebitamento a lungo termine	**4.617**	**3.733**	**884**
Crediti finanziari a lungo termine	(269)	(279)	10
Indebitamento netto a lungo termine	**4.348**	**3.454**	**894**
Indebitamento a breve termine:			
Quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	112	100	12
Utilizzi di linee di credito *revolving*	-	6	(6)
Altri finanziamenti a breve verso banche	70	33	37
Indebitamento bancario a breve termine	**182**	**139**	**43**
Quota obbligazioni (quota a breve)	19	18	1
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	71	138	(67)
Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate	748	828	(80)
Indebitamento verso altri finanziatori e parti correlate a breve termine	**838**	**984**	**(146)**
Altri crediti finanziari a breve termine	(382)	(102)	(280)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(372)	(400)	28
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	**(754)**	**(502)**	**(252)**
Indebitamento netto a breve termine	**266**	**621**	**(355)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**4.614**	**4.075**	**539**

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 4.614 milioni di euro al 31 dicembre 2012, si incrementa di 539 milioni di euro principalmente per l'aumento dell'indebitamento netto a lungo termine riferibile ai finanziamenti bancari e verso altri finanziatori.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	**349**	**199**	**150**
Flusso di cassa da attività operativa	1.059	1.258	(199)
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.416)	(1.721)	305
Flusso di cassa da attività di finanziamento	343	608	(265)
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(2)	5	(7)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	**333**	**349**	**(16)**

Il **flusso di cassa da attività operativa** del 2012 è positivo per 1.059 milioni di euro, in diminuzione di 199 milioni di euro rispetto al valore precedente del 2011 (1.258 milioni di euro), a fronte di un margine operativo lordo al netto degli elementi non monetari pari a 1.627 milioni di euro (in aumento di 230 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente) e di un fabbisogno connesso al capitale circolante netto pari a 634 milioni di euro (in aumento di 495 milioni di euro rispetto al 2011). Il maggior flusso di cassa assorbito dalla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi è dovuto principalmente al pagamento dei debiti commerciali netti per investimenti operativi realizzati nell'ultimo trimestre 2011 e alle maggiori imposte pagate nel 2012.

Il **flusso di cassa assorbito da attività di investimento** del 2012 ha assorbito liquidità per 1.416 milioni di euro, in riduzione di 305 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Il flusso di cassa da attività di investimento nel 2012 si riferisce per 1.257 milioni di euro a investimenti operativi (1.557 milioni di euro nel 2011). La quota residuale è principalmente riconducibile alle acquisizioni della partecipazione totalitaria nella società Stipa Nayaa in Messico (120 milioni di euro) e di partecipazioni di minoranza nelle società che stanno realizzando i progetti eolici Prairie Rose e Chisholm View in Nord America (108 milioni di euro); sono stati inoltre versati acconti per l'acquisizione della partecipazione nella società che sta realizzando l'impianto eolico Talinay in Cile (27 milioni di euro) e *success fee* per la realizzazione di progetti solari in Grecia e in Italia (29 milioni di euro). Tali effetti sono in parte compensati dall'acquisizione di un'ulteriore quota di partecipazione nelle società incluse nel progetto Kafireas che ha comportato un effetto positivo di 22 milioni di euro (inclusivo dei contributi incassati per 32 milioni di euro) e dall'incasso di dividendi da società collegate (41 milioni di euro).

Il **flusso di cassa da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 343 milioni di euro, in diminuzione di 265 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, per effetto dell'aumento dell'indebitamento finanziario netto descritto nel precedente paragrafo (539 milioni di euro), compensato dall'erogazione di dividendi (147 milioni di euro).

L'effetto combinato dei vari flussi finanziari del 2012 ha determinato una diminuzione delle disponibilità liquide iniziali di 16 milioni di euro.

Risultati economici e patrimoniali per area di attività

Risultati per area di attività del 2012 e del 2011

I risultati evidenziati per area di attività riflettono la struttura presa a riferimento dal *management* del Gruppo per valutare le *performance*, coincidente con la struttura organizzativa che prevede, tra l'altro, l'organizzazione delle aree geografiche in:

> Italia ed Europa;
> Iberia e America Latina;
> Nord America.

È inoltre presente una struttura dedicata a Enel.si, denominata *Retail*, con responsabilità autonome rispetto all'area Italia ed Europa.

Risultati per area di attività del 2012

Milioni di euro

	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	*Retail*	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	1.381	792	300	215	-	**2.688**
Ricavi intersettoriali	52	5	-	-	(57)	**-**
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**1.433**	**797**	**300**	**215**	**(57)**	**2.688**
Margine operativo lordo	**971**	**497**	**197**	**13**	**-**	**1.678**
Ammortamenti e perdite di valore	390	225	81	10	-	**706**
Utile operativo	**581**	**272**	**116**	**3**	**-**	**972**
Investimenti	**773**	**339**	**145**	**-**	**-**	**1.257**

Risultati per area di attività del 2011

Milioni di euro

	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	*Retail*	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	1.216	880	183	248	-	**2.527**
Ricavi intersettoriali	34	1	-	79	(114)	**-**
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**1.250**	**881**	**183**	**327**	**(114)**	**2.527**
Margine operativo lordo	**869**	**573**	**107**	**34**	**-**	**1.583**
Ammortamenti e perdite di valore	424	197	52	(3)	-	**670**
Utile operativo	**445**	**376**	**55**	**37**	**-**	**913**
Investimenti	**970**	**280**	**307**	**-**	**-**	**1.557**

Variazione

Milioni di euro

	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	*Retail*	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	165	(88)	117	(33)	-	**161**
Ricavi intersettoriali	18	4	-	(79)	57	**-**
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**183**	**(84)**	**117**	**(112)**	**57**	**161**
Margine operativo lordo	**102**	**(76)**	**90**	**(21)**	**-**	**95**
Ammortamenti e perdite di valore	(34)	28	29	13	-	**36**
Utile operativo	**136**	**(104)**	**61**	**(34)**	**-**	**59**
Investimenti	**(197)**	**59**	**(162)**	**-**	**-**	**(300)**

Italia ed Europa

In Italia e in Europa Enel Green Power opera:

> in Italia con 393 impianti con una capacità installata netta complessiva di 3.032 MW suddivisa in 288 impianti idroelettrici (1.513 MW), 33 impianti geotermici (722 MW), 39 impianti eolici (717 MW) e 33 impianti solari (80 MW);

> in Grecia (Enel Green Power Hellas) con 17 impianti eolici con una capacità installata netta pari a 199 MW, 5 impianti idroelettrici con una capacità installata netta pari a 20 MW e 7 impianti solari con una capacità installata netta pari a 30 MW;

> in Francia (Enel Green Power France) con 10 impianti eolici con una capacità installata netta di 166 MW;

> in Romania (Enel Green Power Romania) con 9 impianti eolici con una capacità installata netta pari a 498 MW;

> in Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria) con 2 impianti eolici con una capacità installata netta di 42 MW.

È inoltre presente attraverso Enel Green Power Sharp & Solar in Italia e in Grecia con 11 impianti solari, per una capacità installata netta complessiva di 12 MW.

Sono inoltre in corso importanti progetti in Italia nei settori geotermico e biomassa (principalmente il progetto Bagnore 4 per 38 MW) e in Europa principalmente nel settore solare in Grecia per 48 MW (di cui 7 MW attraverso Enel Green Power Sharp & Solar) e in Romania per 55 MW.

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Produzione netta di energia (GWh)		
	2012	2011	2012-2011	**2012**	2011	2012-2011
Idroelettrica	1.533	1.525	8	5.305	5.689	(384)
Geotermica	722	722	-	5.235	5.300	(65)
Eolica	1.621	1.272	349	2.495	1.572	923
Solare	122	64	58	115	23	92
Totale	**3.998**	**3.583**	**415**	**13.150**	**12.584**	**566**
di cui:						
- Italia	3.042	2.915	127	11.637	11.791	(154)
- Romania	498	269	229	589	132	457
- Grecia	250	191	59	477	349	128
- altre	208	208	-	447	312	135

La capacità installata netta registra una crescita di 415 MW rispetto al 31 dicembre 2011, principalmente nel settore eolico (349 MW), in particolare in Romania (229 MW), Italia (93 MW) e Grecia (27 MW), e nel solare (58 MW), in particolare in Italia (32 MW) e Grecia (26 MW).

La produzione di energia elettrica realizzata nel corso del 2012 è aumentata di 566 milioni di kWh. La variazione della produzione in Italia è sostanzialmente riconducibile alla minore produzione idroelettrica (403 milioni di kWh), dovuta alla minore idraulicità, e geotermica (65 milioni di kWh), solo in parte compensata dalla maggiore produzione eolica (248 milioni di kWh) e solare (66 milioni di kWh).

Nel resto d'Europa la produzione ha registrato una crescita di 720 milioni di kWh, di cui 675 milioni di kWh nel settore eolico (457 milioni di kWh in Romania).

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	1.381	1.216	165
Ricavi intersettoriali	52	34	18
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**1.433**	**1.250**	**183**
Margine operativo lordo	**971**	**869**	**102**
Utile operativo	**581**	**445**	**136**
Dipendenti a fine esercizio (n.)	2.131	1.983	148
Investimenti	773	970	(197)

I **ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*** ammontano a 1.381 milioni di euro ed evidenziano un incremento di 165 milioni di euro rispetto al 2011 (pari a 1.216 milioni di euro) per effetto principalmente dell'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica (134 milioni di euro), registrato prevalentemente nel resto d'Europa, e dei ricavi da vendita dei pannelli fotovoltaici di 3SUN (32 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo**, pari a 971 milioni di euro, registra un aumento di 102 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (pari a 869 milioni di euro), principalmente per l'incremento della capacità installata (415 MW), effetto solo parzialmente compensato dalla minore idraulicità del periodo registrata in Italia e dai costi connessi alla produzione dei pannelli fotovoltaici di 3SUN (26 milioni di euro).

L'**utile operativo**, pari a 581 milioni di euro, evidenzia un incremento di 136 milioni di euro rispetto al 2011, tenuto conto del decremento degli ammortamenti e delle perdite di valore (34 milioni di euro). Tale decremento riflette un incremento di 21 milioni di euro per l'effetto della maggiore capacità installata netta, in parte compensato dall'effetto positivo derivante dalla rivisitazione della vita utile degli impianti eolici (17 milioni di euro), e una riduzione di 62 milioni di euro delle perdite di valore che nel 2011 accoglievano l'adeguamento di valore dell'avviamento iscritto sulle attività detenute in Grecia (70 milioni di euro).

Gli **investimenti** del 2012 ammontano a 773 milioni di euro (970 milioni di euro nel 2011), di cui 390 milioni di euro realizzati in Italia (495 milioni di euro nel 2011) e 383 milioni di euro nel resto di Europa (475 milioni di euro nel 2011).
Gli investimenti realizzati in Italia si riferiscono principalmente a impianti geotermici per 187 milioni di euro (104 milioni di euro nel 2011), a impianti fotovoltaici per 59 milioni di euro (147 milioni di euro nel 2011), a impianti eolici per 66 milioni di euro (82 milioni di euro nel 2011) e a impianti idroelettrici per 57 milioni di euro (64 milioni di euro nel 2011).
In Europa gli investimenti si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici in Romania per 251 milioni di euro (330 milioni di euro nel 2011) e in Francia per 8 milioni di euro (56 milioni di euro nel 2011) e a impianti solari in Grecia per 124 milioni di euro (47 milioni di euro nel 2011).
Si evidenzia, inoltre, che nel 2012 sono state riconosciute *success fee* per 29 milioni di euro, relativamente all'acquisizione di progetti fotovoltaici in Italia e in Grecia.

Iberia e America Latina

In Iberia e America Latina Enel Green Power opera:

> in Spagna con 101 impianti con una capacità installata netta complessiva di 1.680 MW suddivisa in 80 impianti eolici (1.568 MW), in 9 impianti idroelettrici (57 MW), in 6 impianti solari (13 MW), in 3 impianti cogenerativi (19 MW) e in 3 impianti a biomasse (23 MW);

> in Portogallo con 28 impianti con una capacità installata netta complessiva di 184 MW suddivisa in 14 impianti eolici (126 MW) e 14 impianti cogenerativi (58 MW);

> a Panama con un impianto idroelettrico con una capacità installata netta complessiva di 300 MW;

> in Guatemala con 5 impianti idroelettrici con una capacità installata netta complessiva di 163 MW;

> in Messico con 5 impianti con una capacità installata netta complessiva di 197 MW suddivisa in 2 impianti eolici (144 MW) e 3 impianti idroelettrici (53 MW);

> in Brasile con 20 impianti idroelettrici con una capacità installata netta complessiva di 93 MW;

> in Cile con 2 impianti idroelettrici con una capacità installata netta complessiva di 92 MW;

> in Costa Rica con 3 impianti con una capacità installata netta complessiva di 55 MW suddivisa in 2 impianti idroelettrici (31 MW) e 1 impianto eolico (24 MW).

Sono inoltre in corso importanti progetti nel settore eolico in Spagna (Las Angosturas 36 MW, Los Madronales 34 MW, Sierra del Cortado II 14 MW) e in Portogallo con il consorzio ENEOP (480 MW), oltre che nel settore eolico in Brasile (Cristal 90 MW, Leilao 2011 193 MW) e in Cile (Talinay 90 MW, Valle de Los Vientos 90 MW, Taltal 99 MW), nonché idroelettrico in Costa Rica (Chucas 50 MW).

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Produzione netta di energia (GWh)		
	2012	2011	2012-2011	**2012**	2011	2012-2011
Idroelettrica	789	702	87	3.598	3.340	258
Eolica	1.862	1.664	198	3.998	3.160	838
Cogenerazione	77	84	(7)	330	326	4
Biomassa	23	23	-	113	124	(11)
Solare	13	13	-	26	25	1
Totale	**2.764**	**2.486**	**278**	**8.065**	**6.975**	**1.090**
di cui:						
- Iberia	1.864	1.817	47	4.340	3.711	629
- Panama	300	300	-	1.666	1.543	123
- Messico	197	53	144	365	231	134
- Guatemala	163	76	87	582	356	226
- Brasile	93	93	-	512	536	(24)
- altre	147	147	-	600	598	2

La capacità installata netta registra una crescita di 278 MW rispetto al 2011, sostanzialmente riferita al settore eolico in Messico (144 MW) e in Spagna (54 MW) e al settore idroelettrico in Guatemala (87 MW).

La produzione di energia elettrica evidenzia un incremento di 1.090 milioni di kWh, dovuto principalmente alla crescita della produzione eolica registrata in Iberia (659 milioni di kWh) e in Messico (162 milioni di kWh) nonché di quella idroelettrica in America Latina (282 milioni di kWh), principalmente in Guatemala (226 milioni di kWh) e a Panama (123 milioni di kWh), parzialmente compensate dalla riduzione della produzione idroelettrica in Iberia (24 milioni di kWh).

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	792	880	(88)
Ricavi intersettoriali	5	1	4
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**797**	**881**	**(84)**
Margine operativo lordo	**497**	**573**	**(76)**
Utile operativo	**272**	**376**	**(104)**
Dipendenti a fine esercizio (n.)	921	832	89
Investimenti	339	280	59

I **ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*** sono pari a 792 milioni di euro, con un decremento di 88 milioni di euro rispetto al 2011 (880 milioni di euro), per effetto di un aumento dei ricavi per vendita di energia (100 milioni di euro) e di una riduzione degli altri ricavi (190 milioni di euro) che, nel 2011, includono l'effetto di alcune operazioni non ricorrenti, quali il perfezionamento dell'accordo per la suddivisione degli *asset* facenti capo a EUFER (120 milioni di euro) e la rimisurazione al *fair value* delle attività e delle passività di due società in Iberia (45 milioni di euro), per le quali si sono modificati i requisiti relativi al controllo.

L'incremento dei ricavi per vendita di energia elettrica è principalmente riconducibile all'effetto dei maggiori volumi in Iberia (pari a 55 milioni di euro) e, per quanto riguarda l'America Latina, a maggiori volumi e maggiori prezzi medi (pari a 46 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo**, pari a 497 milioni di euro, registra una riduzione di 76 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (pari a 573 milioni di euro). Al netto dei citati effetti non ricorrenti contabilizzati nel corso del 2011 (pari a 165 milioni di euro), il margine operativo lordo evidenzia un incremento di 89 milioni di euro (+21,8%) principalmente per effetto dell'aumento della capacità installata.

L'**utile operativo**, pari a 272 milioni di euro, diminuisce di 104 milioni di euro rispetto al 2011. La riduzione dell'utile operativo riflette, oltre alla riduzione del margine operativo lordo, i maggiori ammortamenti (26 milioni di euro), dovuti principalmente alla maggiore capacità installata, effetto in parte compensato dalla rivisitazione della vita utile degli impianti eolici (24 milioni di euro).
Al netto dei suddetti ricavi non ricorrenti del 2011 (pari a 165 milioni di euro), l'utile operativo evidenzia un incremento di 49 milioni.

Gli **investimenti** del 2012 ammontano a 339 milioni di euro (280 milioni di euro nel 2011) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici in Iberia per 122 milioni di euro (188 milioni di euro nel 2011), in Brasile per 79 milioni di euro (6 milioni di euro nel 2011) e in Cile per 43 milioni di euro (non presenti nel 2011), nonché di impianti idroelettrici in Guatemala per 40 milioni di euro (45 milioni di euro nel 2011) e in Costa Rica per 14 milioni di euro (in linea con il 2011).
Si evidenzia, inoltre, che sono stati effettuati investimenti finanziari in Messico per 120 milioni di euro, oltre che versati acconti per l'acquisizione della partecipazione nella società che sta realizzando l'impianto eolico Talinay in Cile (27 milioni di euro).

Nord America

Nel Nord America Enel Green Power è presente tramite il Gruppo Enel Green Power North America principalmente negli Stati Uniti con 62 impianti idroelettrici (313 MW di potenza installata netta), 23 impianti eolici (729 MW di potenza installata netta), 2 impianti geotermici (47 MW di potenza installata netta) e 1 impianto fotovoltaico (26 MW di potenza installata netta). Inoltre, è presente in Canada con 2 impianti eolici (103 MW di potenza installata netta) e 1 impianto a biomassa (21 MW di potenza installata netta), per una potenza installata complessiva di 1.239 MW.

Sono inoltre in corso importanti progetti, anche in *partnership*, nei settori geotermico (Cove Fort 25 MW di potenza nominale, 17 MW di potenza netta) ed eolico (Prairie Rose 199 MW e Chisholm View 235 MW).

Dati operativi

Capacità installata netta e produzione netta di energia

	Capacità installata netta (MW)			Produzione netta di energia (GWh)		
	2012	2011	2012-2011	**2012**	2011	2012-2011
Idroelettrica	313	313	-	933	1.069	(136)
Eolica	832	605	227	2.492	1.409	1.083
Geotermica	47	47	-	257	268	(11)
Biomassa	21	21	-	175	175	-
Solare	26	24	2	42	-	42
Totale	**1.239**	**1.010**	**229**	**3.899**	**2.921**	**978**

La capacità installata netta registra una crescita di 229 MW rispetto al 2011 e si riferisce principalmente all'entrata in esercizio di impianti eolici (227 MW).

La produzione di energia elettrica registra, nel 2012, un incremento di 978 milioni di kWh, principalmente riconducibile alla maggiore produzione degli impianti eolici (1.083 milioni di kWh) e solari (42 milioni di kWh) per effetto della maggiore capacità installata, parzialmente compensata dalla minore produzione idroelettrica (136 milioni di kWh) per effetto di una minore idraulicità rispetto all'esercizio precedente.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	300	183	117
Ricavi intersettoriali	-	-	-
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**300**	**183**	**117**
Margine operativo lordo	**197**	**107**	**90**
Utile operativo	**116**	**55**	**61**
Dipendenti a fine esercizio (n.)	358	320	38
Investimenti	145	307	(162)

I **ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity***, pari a 300 milioni di euro, registrano un incremento di 117 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (183 milioni di euro) per effetto principalmente dei maggiori ricavi per vendita di energia elettrica e da *tax partnership* (42 milioni di euro) e degli altri ricavi (75 milioni di euro).

Gli altri ricavi, pari a 75 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla cancellazione del debito per *success fee* iscritto nell'esercizio precedente per l'acquisizione del progetto Caney River (31 milioni di euro) a seguito di accordi con i *partner*, alla rimisurazione al *fair value* delle attività e delle passività della società Trade Wind Energy (21 milioni di euro), per la quale si sono modificati i requisiti relativi al controllo, e alla dismissione di immobilizzazioni materiali (10 milioni di euro).

Al netto degli effetti non ricorrenti contabilizzati nel 2011 (pari a 16 milioni di euro e relativi al riconoscimento di un indennizzo per la definizione del contenzioso Star Lake), i ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity* evidenziano un incremento pari a 133 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo**, pari a 197 milioni di euro, registra un incremento di 90 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (pari a 107 milioni di euro). Al netto degli effetti non ricorrenti contabilizzati nel 2011 (pari a 16 milioni di euro), il margine operativo lordo evidenzia un incremento di 106 milioni di euro (+116,5%) principalmente per effetto dell'aumento della capacità installata e degli altri ricavi.

L'**utile operativo**, pari a 116 milioni di euro, registra un incremento di 61 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Al netto dell' effetto relativo ai ricavi non ricorrenti contabilizzati nel 2011 (pari a 16 milioni di euro), l'utile operativo evidenzia un incremento pari a 77 milioni di euro. L'incremento del margine operativo lordo è stato in parte compensato dalle perdite di valore contabilizzate nell'esercizio (12 milioni di euro) e dai maggiori ammortamenti del periodo (13 milioni di euro), riconducibili alla maggiore capacità installata, al netto dell'effetto della rivisitazione della vita utile degli impianti eolici (3 milioni di euro).

Gli **investimenti** del 2012 sono pari a 145 milioni di euro (307 milioni di euro nel 2011) e si riferiscono principalmente alla realizzazione di impianti eolici per 110 milioni di euro (249 milioni di euro nel 2011), di impianti geotermici per 27 milioni di euro (3 milioni di euro nel 2011) e di impianti idroelettrici per 8 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2011). Si evidenzia, inoltre, che sono stati effettuati investimenti finanziari per l'acquisizione di partecipazioni di minoranza nelle società che stanno realizzando i progetti eolici Chisholm View e Prairie Rose (108 milioni di euro).

Retail

Enel.si Srl è la società che gestisce le attività connesse allo sviluppo del mercato fotovoltaico e dell'efficienza energetica. Nel corso del 2012 è continuata la fase di focalizzazione ed efficientamento della rete *retail* che si è confermata quale sistema di *franchising leader* in Italia nell'ambito di soluzioni per la generazione distribuita da fonti rinnovabili con 784 ragioni sociali al 31 dicembre 2012 (968 ragioni sociali al 31 dicembre 2011).
Con riferimento al fotovoltaico, nel corso del 2012 sono stati consegnati e venduti 148,8 MWp, con un decremento di 26,5 MWp rispetto al 2011 (pari a 175,3 MWp) e parallelamente sono state fornite le altre componenti degli impianti fotovoltaici (*inverter*, strutture di supporto ecc.).

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	215	248	(33)
Ricavi intersettoriali	-	79	(79)
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**215**	**327**	**(112)**
Margine operativo lordo	**13**	**34**	**(21)**
Utile operativo	**3**	**37**	**(34)**
Dipendenti a fine esercizio (n.)	103	94	9

I **ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*** nel 2012 ammontano a 215 milioni di euro (327 milioni di euro nel 2011) e si riducono di 112 milioni di euro, inclusi i ricavi intersettoriali, per effetto sostanzialmente dei minori ricavi per vendite di pannelli fotovoltaici alle altre società del Gruppo (79 milioni di euro) e a terzi (34 milioni di euro), e dei maggiori ricavi per vendita di certificati bianchi (5 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo**, pari a 13 milioni di euro, registra un decremento di 21 milioni di euro rispetto al 2011 (34 milioni di euro) che beneficiava della vendita di TEE connessi a progetti di efficienza energetica realizzati in esercizi precedenti inizialmente contestati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e quindi parzialmente svalutati, e poi riconosciuti nel 2011 con sentenza favorevole del Consiglio di Stato.

L'**utile operativo**, positivo per 3 milioni di euro (37 milioni di euro nel 2011), si riduce di 34 milioni di euro rispetto al 2011 per effetto della riduzione del margine operativo lordo (21 milioni di euro) e di maggiori accantonamenti per svalutazione crediti (9 milioni di euro), che tengono conto sia della probabile inesigibilità di alcune partite specifiche rilevanti, sia del maggior rischio di esigibilità connesso alla situazione economica del Paese.

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* e *interest rate option*).

Prevedibile evoluzione della gestione

Il 2012 ha rappresentato un anno fondamentale nel confermare la posizione di *leadership* di Enel Green Power nel settore delle energie rinnovabili e nel raggiungimento degli obiettivi strategici assunti con il mercato finanziario. Il Gruppo nel corso del 2013 proseguirà nell'esecuzione del Piano Strategico, confermando la crescita della potenza installata e focalizzando i suoi sforzi principalmente nei Paesi emergenti attraverso uno sviluppo equilibrato in tutte le principali tecnologie. Farà inoltre leva sui vantaggi economici e finanziari perseguibili attraverso la razionalizzazione dei costi operativi e l'esercizio efficiente degli impianti, oltre che sulle economie di scala, principalmente nell'ambito del *procurement*.

L'attenzione del Gruppo sarà rivolta ai mercati con abbondanti risorse rinnovabili, stabilità del sistema regolatorio ed elevata crescita economica. Saranno opportunamente valutate e selezionate eventuali nuove opportunità in Paesi con un ampio potenziale di sviluppo, sempre con l'obiettivo di incrementare la diversificazione geografica.

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

Innovazione

Nel 2012 Enel Green Power ha svolto attività per lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie innovative per un valore di circa 12 milioni di euro con un impegno complessivo previsto fino al 2015 di circa 50 milioni di euro.

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

Nel corso dell'anno gli sforzi di Enel Green Power si sono concentrati lungo tre direttrici:

> *Miglioramento Performance*, ossia aumentare le *performance* di tutte le tecnologie sulle quali Enel Green Power è tradizionalmente presente, migliorandone la disponibilità e mitigando gli effetti collegati all'intermittenza, anche grazie a impianti che prevedano la compresenza di più tecnologie;

> *Integrazione Rinnovabili in Ambienti Antropizzati*, ossia integrare l'impiego delle risorse rinnovabili in contesti fortemente antropizzati, grazie all'utilizzo di macchine di dimensioni ridotte e di basso impatto visivo nonché all'integrazione architettonica da realizzarsi, in particolar modo, con pannelli fotovoltaici *thin-film*, facilmente adattabili alle esigenze degli edifici civili;

> *Utilizzo di Nuove Risorse Rinnovabili*, ossia impiegare risorse rinnovabili a oggi non utilizzate – su tutte, l'energia del mare – così da garantire maggiore disponibilità di energia elettrica anche in siti remoti quali le isole.

Tali attività hanno comportato investimenti per circa 5 milioni di euro sul fronte della ricerca di soluzioni utili nel lungo periodo e per circa 7 milioni di euro nella realizzazione di progetti i cui benefíci sull'attività del Gruppo avranno un riflesso già nel breve-medio periodo.

Miglioramento Performance

Con l'obiettivo di migliorare le *performance* del parco di Enel Green Power, si è agito su diversi fronti, dalla generazione eolica e geotermica, fino all'impiego di più tecnologie contemporaneamente.

Eolico

Nel campo della generazione da fonte eolica prosegue il progetto di affinamento dei modelli di previsione della producibilità elettrica degli impianti eolici di breve-medio periodo (fino a 72 ore), che utilizza modelli di tipo fisico fluidodinamico CFD (*Computational Fluid Dynamics*) nel caso di impianti nuovi senza storico di produzione, nonché modelli di tipo statistico a reti neurali ANN (*Artificial Neural Networks*) dove sono presenti dati storici di produzione. In Italia e in Romania tutto il parco eolico rilevante di Enel Green Power utilizza tali sistemi.

Idroelettrico

Nel corso del 2012 sono state sviluppate soluzioni progettuali in grado di ottimizzare la produzione energetica degli impianti idroelettrici, utilizzando i rilasci dovuti per deflusso minimo vitale.

Geotermia

Nel campo della generazione geotermica, forte è stato lo sforzo per rendere possibile lo sfruttamento di risorse geotermiche a basso livello entalpico. Guardando all'impiego di cicli binari ORC (*Organic Rankine Cycle*) con fluido di lavoro supercritico, il progetto, svolto con la collaborazione, tra gli altri, del Massachusetts Institute of Technology ha visto Enel Green Power realizzare in Italia un prototipo presso l'area sperimentale di Livorno. Rispetto agli attuali cicli subcritici operanti principalmente con idrocarburi paraffinici, l'impianto presenta interessanti vantaggi in termini di *performance*, da approfondire per un eventuale utilizzo su più ampia scala.

Ibridizzazione

Nel corso del 2012 Enel Green Power ha concentrato i propri sforzi sull'integrazione di più tecnologie. A Stillwater,

negli Stati Uniti, dallo scorso marzo operano in contemporanea un impianto fotovoltaico da 26 MW e un impianto geotermico da 33 MW. Nel mese di agosto, con questo progetto, Enel Green Power ha vinto la seconda edizione del GEA Honors Awards promosso dall'Associazione Geotermica Statunitense.

Sul medesimo sito, Enel Green Power ha avviato un progetto che prevede l'integrazione geotermia-solare termico mediante la realizzazione di un impianto dimostrativo, della potenza incrementale di 2 MW, in cui il *pre-heating* del fluido geotermico è realizzato dal contributo energetico solare.

Integrazione Rinnovabili in Ambienti Antropizzati

Con l'obiettivo di impiegare risorse rinnovabili in contesti fortemente antropizzati, Enel Green Power si è concentrata su diversi progetti, dall'eolico al solare di piccola taglia.

Mini-eolico

Sono state avviate nel corso dell'anno le attività per la messa in esercizio sperimentale dell'aerogeneratore bi-pala sviluppato con la partecipazione dell'architetto Renzo Piano. Le principali innovazioni della macchina si ravvisano nel ridotto impatto ambientale e nelle soluzioni tecniche a essa correlate (per es., un sistema di allineamento verticale delle pale trasparenti che le rende un tutt'uno con la torre in condizioni di assenza di vento). Inoltre, la forma aerodinamica delle pale, il loro peso estremamente ridotto e il sistema di controllo della macchina mirano a consentire di avviare l'aerogeneratore a velocità del vento molto basse, aumentando in tal modo la resa energetica annuale.

Solare

Nel 2012, presso i laboratori Enel di Catania, sono state completate le attività di caratterizzazione sperimentale di un innovativo impianto solare termodinamico che utilizza la radiazione solare per produrre: i) energia elettrica grazie a un motore Stirling *free piston* di piccola taglia posizionato nel fuoco di un paraboloide ad alta riflettenza, nonché ii) calore da utilizzare per il riscaldamento di acqua sanitaria. L'impianto dispone di un *tracker* di precisione per l'inseguimento solare ed è configurato in modo da posizionarsi in sicurezza in caso di condizioni ambientali avverse. I risultati positivi dei primi *test* fanno ipotizzare la possibilità di impiegare la macchina per la fornitura elettrica e di acqua sanitaria su cantieri Enel Green Power in parziale sostituzione dei motori diesel.

Inoltre, all'interno del "Programma di ricerca congiunta Enel Green Power - Sharp - STMicroelectronics" è iniziata la disamina delle attività da porre in essere per il possibile sviluppo di applicazioni tecnologiche innovative tese all'integrazione architettonica dei pannelli fotovoltaici *thin-film*.

Utilizzo di Nuove Risorse Rinnovabili

Con l'obiettivo di sviluppare nuove risorse rinnovabili, al momento non utilizzate, Enel Green Power si è concentrata, tra le altre, sullo sfruttamento dell'energia marina. In particolare, nel 2012, al termine di una attività di analisi delle più promettenti tecnologie di generazione di elettricità da onde e maree, Enel Green Power ha avviato con la società 40South Energy una collaborazione tecnologica per la messa a punto e il *test* di un sistema di generazione da moto ondoso con potenza nominale di circa 100 kW. La macchina, denominata R115, la cui messa in esercizio è prevista nel 2013, presenta innovative soluzioni tecnico-funzionali, tra cui in particolare:

> elevato *capacity factor* e impiegabilità in qualunque condizione di moto ondoso;
> elevato grado di sicurezza nell'esercizio grazie alla manutenzione eseguibile completamente in superficie;
> assoluta compatibilità ambientale.

Enel Green Power si avvale del contributo di centri di ricerca e università sia in Italia sia all'estero impegnati nella promozione dell'innovazione tecnologica. Nel 2012, si segnalano, fra l'altro, l'avvio di una collaborazione con il TIS - Innovation Park e l'Assessorato all'Innovazione della Provincia Autonoma di Bolzano nonché con la Fondazione ItaliaCamp e *Fulbright Best*.

Risorse umane e organizzazione

Nel corso del 2012 il Gruppo Enel Green Power ha sviluppato e focalizzato l'attenzione su una tipologia di strategia organizzativa, cosiddetta "Organizzazione Transnazionale", che sviluppa e sostiene una visione e un approccio organizzativo interno multiplo e differente in un contesto di integrazione solido ma nello stesso tempo flessibile in cui sono distribuite risorse e capacità a livello internazionale interdipendenti tra loro.

A tal proposito gli obiettivi perseguiti sono stati:

> ricerca di efficienza e sinergie derivanti dal processo di integrazione globale;
> gestione delle opportunità attraverso la flessibilità multinazionale;
> sviluppo dell'innovazione, apprendimento e adattamento;
> responsabilizzazione a livello locale.

Organizzazione

A oggi la struttura organizzativa del Gruppo Enel Green Power è articolata nelle seguenti aree e Funzioni centrali:

> aree: Italia ed Europa, Nord America, Iberia e America Latina, *Retail*;
> Funzioni centrali: *Safety*, Ambiente e Qualità, *Business Development*, *Engineering & Construction*, Acquisti, *Operation & Maintenance*, Affari Legali e Segreteria Societaria, Amministrazione Finanza e Controllo, *Audit*, Affari Regolamentari, Personale e Organizzazione, Relazioni Esterne, *Information & Communication Technology*, *Risk Management* e *Innovation*.

Nello specifico, nel corso dell'anno e con riferimento a progettazione, organizzazione e *change management*:

> sono state strutturate le Funzioni di *Innovation* e *Risk Management* al fine di, rispettivamente, rafforzare e sviluppare la ricerca di nuove modalità di fare e supportare il *business*, nonché presidiare i rischi di Gruppo e definire livelli di esposizione ottimali a livello centrale e locale. La Funzione *Risk Management* ha altresì sviluppato un sistema procedurale corposo attraverso l'emissione di procedure organizzative e istruzioni operative volte a indirizzare e coordinare i processi di *risk management*;
> è stata riorganizzata la Funzione *Safety*, Ambiente e Qualità ampliando il perimetro delle attività attraverso la creazione dell'Unità Qualità e Certificazione e la relativa gestione sia a livello centrale sia di area/Paese. Sono state costituite le Unità di *Safety*, Ambiente e Qualità dei tre *hub* Messico e Centro America, Brasile, Cile e nuovi Paesi, in precedenza raggruppati in un'unica Unità *Safety* e Ambiente America Latina, al fine di presidiare maggiormente le attività a livello locale;
> si è avuto un maggiore rafforzamento e consolidamento della Funzione di *Engineering & Construction* attraverso la determinazione di una struttura orientata a una visione più tecnologica e regionale, una distribuzione più internazionale delle competenze e maggiore mobilità delle risorse sui diversi progetti in Italia e all'estero;
> è stata riorganizzata la struttura *retail* Enel.si, maggiormente orientata per lo sviluppo all'estero e con una pianificazione e gestione commerciale a livello Italia più centralizzata;
> per meglio accogliere e supportare le nuove opportunità di *business* nell'America Latina è stato riorganizzato l'assetto dell'area e delle strutture di Paese secondo un modello che prevede la creazione di tre *hub*: Messico e Centro America, Brasile, Cile e nuovi Paesi, volto a ottimizzare gli investimenti e a operare con maggiore efficacia;
> nell'ambito del processo di integrazione ed efficientamento le Funzioni Affari Legali e Segreteria Societaria sono state accorpate in un'unica Funzione, al fine di perseguire possibili sinergie nell'ambito legale/societario.

Relativamente ai progetti lanciati e sviluppati nel corso del 2012 si evidenziano i seguenti.

> *Progetto One Company*: progetto avviato dal Gruppo Enel volto a ridefinire l'assetto organizzativo secondo *standard* più innovativi e a rivedere in ottica di efficienza i processi di *staff* vigenti al fine di garantire la massima integrazione e sinergia possibile tra le entità del Gruppo (valori e linguaggio di *business* comuni, processi eccellenti e sistemi efficaci). A ottobre 2012 è stata avviata una fase specifica anche per il Gruppo Enel Green Power avente a oggetto:
  - il ridisegno, l'omogeneizzazione e standardizzazione dei processi gestiti in conformità a leggi, regolamenti e *governance* locali, garantendo quindi l'autonomia gestionale del Gruppo Enel Green Power nei confronti della Capogruppo Enel;
  - l'eliminazione di *step* approvativi e attività a ridotto valore aggiunto;
  - l'eliminazione di duplicazioni di attività tra le Funzioni centrali del Gruppo Enel Green Power e le aree/*Countries*.

  Gli obiettivi sopra descritti porteranno risultati in termini di:
  - chiara e trasparente determinazione delle responsabilità tra tutti gli attori nell'ambito dei processi;
  - incremento dell'efficienza ed efficacia dei processi;
  - identificazione di KPI per monitorare l'andamento dei processi e di *cost saving*.

  In un'ottica di integrazione e ricerca di sinergie è stato realizzato il *Cooperation Project*, che ha coinvolto le risorse di Enel Green Power Brasil e di Endesa Brasil e che, come primi risultati, ha determinato il trasferimento della sede di Enel Green Power Brasil presso Endesa Brasil e la condivisione degli stessi fornitori.
> *Global catalogue*: prodotto del progetto *Global Professional System* cui il Gruppo Enel Green Power partecipa e che mira a creare un catalogo globale delle competenze tecnico-professionali di ciascuna famiglia e area professionale per:
  - omogeneizzare *job*/ruoli professionali;
  - favorire e migliorare la mobilità delle persone;
  - identificare le competenze critiche di ciascun ruolo;
  - rafforzare le carriere tecnico-professionali puntando su una visione globale.
> *SAP HR Global*: progetto che mira a fornire alla Funzione Personale e Organizzazione una univocità di processi, sistemi, *report* e dati omogenei tramite la creazione di un sistema unico globale e integrato con i sistemi locali. I risultati attesi sono la standardizzazione e maggiore efficienza dei processi delle risorse umane e la migliore disponibilità di dati consolidati attraverso l'integrazione e il consolidamento di processi e sistemi.
> *Telelavoro*: progetto pilota attualmente della durata di un anno (maggio 2012 - aprile 2013) che ha coinvolto 40 risorse dell'Area Commerciale di Enel.si. Il progetto prevede la stipula di un accordo che mira a facilitare il lavoro al di fuori degli uffici e a determinare un rapporto lavoratore-azienda basato sulla produttività e i risultati, promuovendo l'equilibrio tra esigenze familiari e organizzativo-lavorative. Eventuali *saving* derivanti da tale iniziativa saranno reinvestiti in benefíci per i dipendenti coinvolti.

Sviluppo e formazione

Nel corso del 2012 sono state realizzate iniziative di sviluppo e formazione con l'obiettivo di favorire l'integrazione internazionale, approfondire il livello di conoscenza delle persone che fanno parte del Gruppo Enel Green Power, migliorare il processo di condivisione e omogeneizzazione delle *best practice* tecniche e gestionali, migliorare le competenze linguistiche delle persone e supportare l'allineamento dei comportamenti al modello di *leadership* adottato dal Gruppo.

Le principali iniziative hanno riguardato:

> attività di ricerca e individuazione dei "talenti" presenti nell'ambito del perimetro Enel Green Power e progettazione delle azioni di sviluppo tese a favorire il percorso di crescita professionale e il rafforzamento delle competenze manageriali;
> lancio e realizzazione dell'"Indagine di Clima e Sicurezza 2012" con partecipazione pari all' 85% delle risorse sul totale della popolazione del Gruppo;
> progettazione ed erogazione di interventi di formazione manageriale:
  - *"Top Team Training",* rivolto al *top team* di Enel Green Power con l'obiettivo di attivare un confronto all'in-

terno del *team* per comprendere lo stato attuale dell'integrazione, gli impatti del progetto *One Company* e acquisire una vista generale delle competenze chiave che fanno riferimento alla innovazione;

- *"Project Management Culture",* rivolto a *project manager*, *project engineer* e *construction manager* della Funzione *Engineering & Construction* con l'obiettivo di creare una cultura di *project management* omogenea e sviluppare un linguaggio comune sulla modalità di gestione di progetti complessi;
- *"O&M Citizens - Follow up",* rivolto ai colleghi della Funzione *Operation & Maintenance* con l'obiettivo di rafforzare la consapevolezza del tema *Execution* e realizzare la fase di impostazione e pianificazione operativa di progetti di miglioramento della *performance* della Funzione;
- *"Energy Management Program"*: moduli "*Dispacciamento e misura*" ed "*Energy Risk Market*" rivolti alle risorse della Funzione *Energy Management* con l'obiettivo di creare una base di conoscenze omogenea, sviluppare un linguaggio comune e favorire la conoscenza reciproca tra i componenti del *team*;
- "*Geotechnical Workshop*", rivolto alle risorse della Disciplina Civile della Funzione *Engineering & Construction* con l'obiettivo di rafforzare le conoscenze relative al tema della geotecnica e favorire conoscenza e integrazione tra le risorse del *team*;
- "*Sei mesi safety*", rivolto ai neolaureati neoassunti nelle Funzioni *Operation & Maintenance* ed *Engineering & Construction* di Enel Green Power con l'obiettivo di accrescere le conoscenze e capacità in ambito *safety* attraverso un'esperienza diretta nelle strutture dedicate alla gestione di questo processo;

> gestione del processo "*Performance Review* 2012" che ha coinvolto tutto il personale Enel Green Power in Italia (a esclusione degli operai) e delle *Countries* estere;

> erogazione dei corsi di formazione post-*performance review* con l'obiettivo di sviluppare le aree di miglioramento evidenziate dalla valutazione dei comportamenti del modello di *leadership*;

> gestione del processo di valutazione 360° (capo-riporti diretti-*peers*) rivolta a *manager* (EVP, SVP, VP), membri del Pool 1 e prime linee di Enel Green Power sulla base dei comportamenti definiti nel modello di *leadership* per il *management*;

> attività di supporto all'attuazione dei piani d'azione sviluppati in risposta ai risultati emersi dall'Indagine di clima 2010.

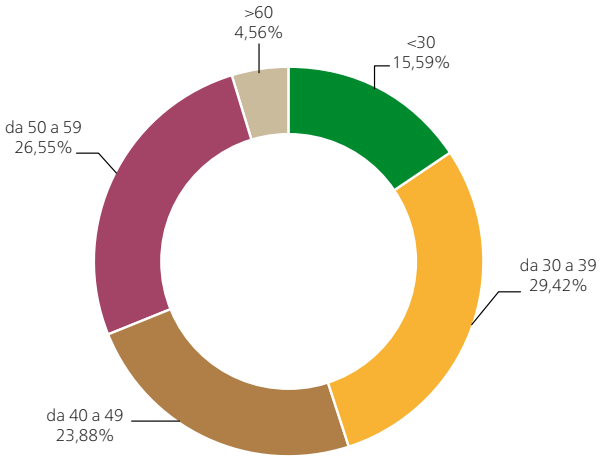
Consistenza e movimentazione del personale

La consistenza del personale nel Gruppo Enel Green Power è aumentata in linea con la crescita del *business*. In tal senso il processo di *recruitment* assume un ruolo chiave nell'ambito nelle politiche della Funzione Personale e Organizzazione puntando sulla mobilità internazionale delle risorse con maggior *expertise* tecnica verso le aree con maggiori opportunità di *business*.

La consistenza del personale nel 2012 è esposta nel prospetto seguente.

	Consistenza iniziale al 31.12.2011	Assunzioni	Cessazioni	Trasferimenti Gruppo Enel	**Consistenza finale al 31.12.2012**
Italia ed Europa	1.983	144	53	57	2.131
Retail	94	6	1	4	103
Iberia e America Latina	832	232	142	(1)	921
Nord America	320	93	55	-	358
Totale	**3.229**	**475**	**251**	**60**	**3.513**

Suddivisione per età anagrafica

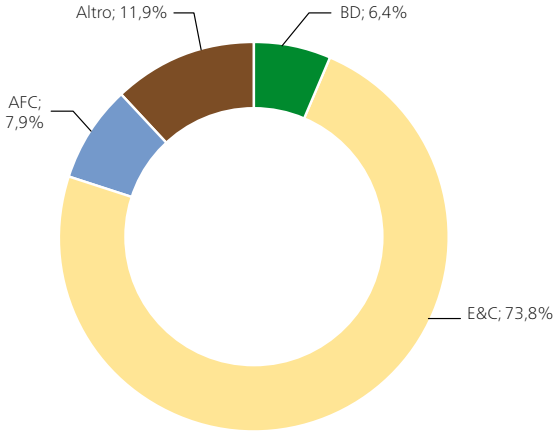


Nella seguente tabella è rappresentata la mobilità delle risorse.

Mobilità internazionale

	Destinazione						
Provenienza	Europa	America Latina	Nord America	Nuovi Paesi	Sud Africa	Altri Paesi	**Totale**
Europa	53	41	20	11	9	39	**173**
America Latina	4	12	-	-	-	2	**18**
Nord America	1	3	-	-	-	7	**11**
Totale	**58**	**56**	**20**	**11**	**9**	**48**	**202**

Mobilità internazionale per funzione (100%=202)



Legenda:
E&C: *Engineering & Construction*
AFC: Amministrazione, Finanza e Controllo
BD: *Business Development*

Relazioni industriali

Per quanto riguarda l'interlocuzione sindacale 2012, ormai stabilizzata la struttura organizzativa sulle basi del confronto svoltosi nel 2011, meritano un cenno particolare tre argomenti.
Il nuovo premio di produttività (accordo 20 dicembre 2011), caratterizzato da significative modifiche nella logica del decentramento e dell'anticipazione degli obiettivi, assegnati a tutte le unità a inizio anno, oltre che dalla previsione di una differenziazione su base individuale collegata alla *performance review*, estesa da quest'anno a tutto il personale, operai compresi.
L'accordo sul telelavoro della forza vendita (28 marzo 2012), che ha trovato applicazione a tutto il personale commerciale dell'area *Retail*.
L'accordo quadro (5 luglio 2012) per l'introduzione della cosiddetta "*black box*" sugli autoveicoli aziendali ai fini di accrescere la sicurezza alla guida e migliorare la gestione dell'autoparco, già applicato nell'Area Geotermica e di prossima estensione nelle restanti Aree.
Di rilevante importanza è stata la sottoscrizione del nuovo modello di Relazioni Industriali Italia (17 luglio 2012) che intende ribadire l'importanza del dialogo e di un clima costruttivo di relazioni sindacali partecipative attraverso regole chiare, condivise e di immediata praticabilità che in un clima di reciproca affidabilità possano facilitare il raggiungimento di intese finalizzate alla realizzazione della strategia aziendale, riconoscendo e valorizzando il fattore lavoro. In questo ambito è stato inoltre confermato il valore del ruolo delle sedi di bilateralità, complementare alla negoziazione, e della razionalizzazione del rapporto fra livello nazionale e periferico di interlocuzione, in un equilibrio compatibile con l'esigenza della condivisione del governo dei processi, con particolare attenzione ai riflessi sui dipendenti.

La seconda parte dell'anno, a livello di Gruppo e di settore, è stata caratterizzata dall'avvio del negoziato per il rinnovo del CCNL 5 marzo 2010 per il triennio 1° gennaio 2013 - 31 dicembre 2015, che ha avuto la sua conclusione con la firma del rinnovo in data 18 febbraio 2013, giunta al termine di una lunga discussione condizionata dalla difficile congiuntura economica che sta interessando il settore elettrico, oltre che il Paese in generale.
In concomitanza con il rinnovo contrattuale, è stata avviata a livello aziendale Enel la discussione con le organizzazioni sindacali riguardo al complesso scenario economico e alle criticità del settore, accentuate dalle novità regolatorie 2012 con impatto sulla gestione delle risorse (in particolare, riforma del sistema pensionistico), sottoscrivendo nel mese di novembre un accordo quadro in materia di "occupabilità". Trattandosi di accordo quadro, faranno seguito nel 2013 i necessari appositi accordi.
A tale proposito, va altresì citato il piano per l'accompagnamento graduale al pensionamento dei dipendenti del Gruppo Enel in Italia, definito a dicembre 2012 come "*post employment benefit*", mirante a incentivare le uscite volontarie offrendo un trattamento economico certo al momento della cessazione del rapporto di lavoro, in linea con l'esigenza di agevolare la gestione del ricambio generazionale (potenziali interessati i dipendenti con almeno 55 anni e anzianità di servizio nell'ambito del Gruppo di almeno 15 anni, prospettiva pensionistica entro un termine di quattro anni).
Con riferimento alle *Countries*, sono proseguiti l'opera di integrazione con le strutture di relazioni sindacali centrale e di Gruppo, in applicazione del nuovo modello globale di relazioni industriali internazionali, così come l'analisi e il confronto tra i diversi sistemi di normativa del lavoro e contrattazione collettiva. Il tutto in coerenza con il progetto *One Company*, nel quale si inserisce anche la revisione dei processi di *industrial relations*, formalizzata in apposita *policy* divisionale, che stabilisce responsabilità e modalità di azione delle strutture centrali e locali in una logica di semplificazione e ottimizzazione delle rispettive attività. Il Gruppo Enel ha instaurato fin dalle origini, e gradualmente anche nel processo di internazionalizzazione degli ultimi anni, un rapporto aperto e pienamente collaborativo con le rappresentanze sindacali. Ciò è confermato dall'elevata percentuale di dipendenti del Gruppo coperti da accordi di contrattazione collettiva, non soltanto in Italia (dove sono la totalità) ma anche nei Paesi in cui, storicamente, vi è una tradizione meno consolidata di collaborazione tra sistema industriale e rappresentanze sindacali.

Merita infine richiamare, tra gli altri temi trasversali di relazioni industriali del Gruppo Enel, seguiti come società e di particolare interesse per Enel Green Power, l'evoluzione del nuovo modello globale di relazioni industriali internazionali, già integrato con gli elementi fondanti la

matrice internazionale del Gruppo, quali il Codice Etico, il Modello di *Leadership*, il Modello Manageriale e le strategie di *Corporate Social Responsibility*, verso una forma di accordo sindacale (*International Framework Agreeement*) con le rappresentanze delle organizzazioni sindacali internazionali (*Memorandum of Understanding* del 18 dicembre 2012). Tale accordo si propone di diventare il punto di riferimento per le attività delle relazioni industriali a livello globale, in modo da assicurare un approccio integrato e coerente pur nella considerazione delle specificità di ciascun Paese in cui Enel opera.

Inoltre, a dicembre, è stato rinnovato l'Accordo del Comitato Aziendale Europeo Enel per altri quattro anni.

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 2012 – vale a dire l'11 marzo 2013 – 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 prosieguo 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 37 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 2011.

   Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Enel Fortuna SA; 2) Enel Green Power North America Inc.; 3) Essex Company; 4) Enel Geothermal LLC; 5) Enel Brasil Participações Ltda; 6) Renovables de Guatemala SA; 7) Smoky Hills Wind Project II LLC; 8) Texkan Wind LLC; 9) Enel Green Power Canada Inc.; 10) Nevkan Renewables LLC; 11) Enel Panama SA; 12) Enel Latin America (Chile) Ltda; 13) Enel Stillwater LLC; 14) Smoky Hills Wind Farm LLC; 15) Empresa Eléctrica Panguipulli SA; 16) Hydro Development Group Inc.; 17) Empresa Eléctrica Puyehue SA; 18) Geotérmica del Norte SA; 19) Snyder Wind Farm LLC; 20) Enel Kansas LLC; 21) Enel Nevkan Inc.; 22) Enel Texkan Inc.; 23) Chi Hydroelectric Company Inc.; 24) Enel Salt Wells LLC; 25) Primavera Energia SA; 26) Padoma Wind Power LLC; 27) Isamu Ikeda Energia SA; 28) Generadora de Occidente Ltda; 29) Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv; 30) Boott Hydropower Inc.; 31) Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv; 32) Enel de Costa Rica SA; 33) Energía Alerce Ltda; 34) Enel Cove Fort LLC; 35) Canastota Wind Power LLC; 36) Apiacás Energia SA; 37) Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv;

b) lo Stato patrimoniale e il Conto economico del Bilancio 2012 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 almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria annuale – che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2012 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 n. 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 disposizione 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 di 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 di 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:

a) ha adempiuto e adempie regolarmente agli obblighi di pubblicità previsti dall'art. 2497 *bis* del codice civile;
b) ha un'autonoma capacità negoziale nei rapporti con la clientela e i fornitori;
c) 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, come verificato dal Collegio Sindacale;
d) dispone di un Comitato controllo e rischi, che svolge in Enel Green Power SpA anche le funzioni di Comitato parti correlate, e di un Comitato per le nomine e le remunerazioni composti esclusivamente da Amministratori indipendenti (così come definiti dal comma 1 *bis* dello 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.

Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi 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.

In particolare, nel corso del 2012, 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", la Capogruppo ha rinnovato congiuntamente con la società controllante Enel l'opzione per il regime del "Consolidato Fiscale Nazionale" per il periodo 2010-2012, regolando conseguentemente tutti i reciproci obblighi e responsabilità.

Si evidenzia che nei mesi di novembre e dicembre 2012 sono state approvate alcune operazioni qualificate come operazioni ordinarie di maggiore rilevanza compiute per il tramite di una società 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 n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche ("Regolamento Parti Correlate") e della procedura al riguardo adottata da Enel Green Power 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.

Controparte dell'operazione: Empresa Nacional de Electricidad SA.
Oggetto: vendita dell'energia elettrica che sarà prodotta dagli impianti di Valle de Los Vientos e Taltal, da parte di Enel Latin America (Chile) Ltda in favore di Empresa Nacional de Electricidad SA per un periodo di vent'anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio di ciascuno di essi.
Corrispettivo: valore massimo teorico dell'operazione ricompreso tra un minimo di circa 870 milioni di dollari statunitensi e un massimo di circa 1.320 milioni di dollari statunitensi.

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV.
Oggetto e corrispettivo: due contratti di finanziamento aventi a oggetto due linee di credito di 500 milioni di euro (totale 1 miliardo di euro) tra Enel Green Power International BV ed Enel Finance International NV. Le condizioni negoziate nei contratti di finanziamento sono in linea con quelle ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti anche per contratti di importo inferiore, ma di uguale durata rispetto ai suddetti contratti.

Controparte dell'operazione: Enel Energie ed Enel Energie Muntenia.
Oggetto: due contratti di compravendita di certificati verdi rispettivamente relativi al primo semestre 2013 e al secondo semestre 2013 - primo semestre 2023 fra Enel Green Power Romania Srl ed Enel Energie/Enel Energie Muntenia.
Corrispettivo: per il primo contratto il valore si attesterà tra un minimo di 21,6 milioni di euro e un massimo di circa 73,2 milioni di euro, per il secondo contratto tra un minimo di 656,7 milioni di euro e un massimo di 1.539 milioni di euro.

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV.
Oggetto e corrispettivo: rinnovo del contratto di finanziamento per 1,2 miliardi di euro tra Enel Green Power International BV ed Enel Finance International NV. Le condizioni di rinnovo sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti anche per contratti di importo inferiore, ma di uguale durata rispetto al suddetto contratto.

Si precisa che, in tutte le operazioni suddette, la controparte dell'operazione è parte correlata di Enel Green Power in quanto condivide con quest'ultima il medesimo soggetto controllante, Enel SpA.

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 del Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico		Patrimonio netto	
	2012	2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011
Valori di Enel Green Power SpA	236	247	6.508	6.397
Valore di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	47	46	(8.576)	(6.999)
Patrimonio netto e risultato dell'esercizio (determinati in base a princípi 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	225	211	8.535	6.861
Dividendi infragruppo	(73)	(29)	-	-
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(22)	(67)	631	638
Totale Gruppo	413	408	7.098	6.897
Totale terzi	78	106	874	841
BILANCIO CONSOLIDATO	**491**	**514**	**7.972**	**7.738**

Vague

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2012	di cui con parti correlate	2011	di cui con parti correlate
Ricavi e proventi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	6.a	2.565	*1.225*	2.253	*1.176*
Altri ricavi e proventi	6.b	131	*14*	286	*12*
		2.696		**2.539**	
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	7.a	371	*34*	431	*34*
Servizi	7.b	431	*90*	352	*99*
Costo del personale	7.c	242		213	
Ammortamenti e perdite di valore	7.d	706		670	
Altri costi operativi	7.e	128	*27*	68	*1*
Costi per lavori interni capitalizzati		(162)		(120)	
		1.716		**1.614**	
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	8	**(8)**	*(5)*	**(12)**	*(9)*
Utile operativo		**972**		**913**	
Proventi/(Oneri) finanziari netti	9	(230)	*(156)*	(163)	*(136)*
Proventi finanziari		133	*4*	128	*3*
Oneri finanziari		(363)	*(160)*	(291)	*(139)*
Quota proventi/(oneri) netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	10	47		46	
Utile prima delle imposte		**789**		**796**	
Imposte	11	298		282	
Utile dell'esercizio		**491**		**514**	
Quota di pertinenza del Gruppo		413		408	
Interessenze di minoranza		78		106	
Utile per azione: base e diluito (in euro)		*0,08*		*0,08*	

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note		
		2012	2011
Utile dell'esercizio rilevato a Conto economico	25	**491**	**514**
Altre componenti di Conto economico complessivo:			
Variazione *fair value* derivati di copertura *cash flow hedge*		(14)	(18)
Utile/(Perdita) da differenze cambio da traduzione		(86)	24
Utile/(Perdita) dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)		**(100)**	**6**
Totale utile rilevato nell'esercizio		**391**	**520**
Quota di pertinenza:			
- Gruppo		325	411
- interessenze di minoranza		66	109

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2012**		al 31.12.2011	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	12	10.878	*26*	10.172	*30*
Attività immateriali	13	1.260		1.299	
Avviamento	14	942		858	
Attività per imposte anticipate	15	297		323	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	533		488	
Attività finanziarie non correnti	17	328	*14*	335	*34*
Altre attività non correnti	18	83		53	
		14.321		**13.528**	
Attività correnti					
Rimanenze	19	64		61	
Crediti commerciali	20	571	*203*	529	*260*
Crediti tributari	21	63	*6*	44	*18*
Attività finanziarie correnti	22	428	*370*	163	*19*
Altre attività correnti	23	344	*22*	275	*6*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	24	333		349	
		1.803		**1.421**	
Attività possedute per la vendita		-		4	
TOTALE ATTIVITÀ		**16.124**		**14.953**	
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
Patrimonio netto del Gruppo	25				
Capitale sociale		1.000		1.000	
Riserve		5.685		5.489	
Utile dell'esercizio del Gruppo		413		408	
		7.098		**6.897**	
Interessenze di minoranza	26	874		841	
- di cui risultato dell'esercizio		*78*		*106*	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**7.972**		**7.738**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	27	4.617	*2.491*	3.733	*2.306*
TFR e altri benefíci ai dipendenti	28	46		43	
Fondi rischi e oneri	29	101		99	
Passività per imposte differite	15	584		600	
Passività finanziarie non correnti	30	67	*34*	40	*14*
Altre passività non correnti	31	137		123	
		5.552		**4.638**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	32	818	*725*	867	*822*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	27	202		256	
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	29	2		2	
Debiti commerciali	33	1.070	*302*	1.033	*267*
Debiti per imposte sul reddito	34	44		93	*3*
Altre passività correnti	35	375	*17*	203	*24*
Passività finanziarie correnti	36	89	*71*	123	*84*
		2.600		**2.577**	
Passività possedute per la vendita		-		-	
TOTALE PASSIVITÀ		**8.152**		**7.215**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**16.124**		**14.953**	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserve: Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserve: Riserva di traduzione	Riserve: Altre riserve diverse	Totale altre riserve	Utile dell'esercizio del Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Interessenze di terzi	**Totale patrimonio netto**
Al 31 dicembre 2010	1.000	(12)	54	5.128	5.170	452	6.622	722	**7.344**
Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	(18)	21	-	3	-	3	3	**6**
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	408	408	106	**514**
Conto economico complessivo	-	(18)	21	-	3	408	411	109	**520**
Allocazione risultato d'esercizio	-	-	-	452	452	(452)	-	-	**-**
Dividendi pagati	-	-	-	(136)	(136)	-	(136)	(31)	**(167)**
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	41	**41**
Al 31 dicembre 2011	**1.000**	**(30)**	**75**	**5.444**	**5.489**	**408**	**6.897**	**841**	**7.738**

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserve: Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserve: Riserva di traduzione	Riserve: Altre riserve diverse	Totale altre riserve	Utile dell'esercizio del Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Interessenze di terzi	**Totale patrimonio netto**
Al 31 dicembre 2011	1.000	(30)	75	5.444	5.489	408	6.897	841	**7.738**
Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	(8)	(80)	-	(88)	-	(88)	(12)	**(100)**
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	413	413	78	**491**
Conto economico complessivo	-	(8)	(80)	-	(88)	413	325	66	**391**
Allocazione risultato dell'esercizio	-	-	-	408	408	(408)	-	-	**-**
Dividendi pagati	-	-	-	(124)	(124)	-	(124)	(33)	**(157)**
Al 31 dicembre 2012	**1.000**	**(38)**	**(5)**	**5.728**	**5.685**	**413**	**7.098**	**874**	**7.972**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2012	di cui con parti correlate	2011	di cui con parti correlate
Utile prima delle Imposte		**789**		**796**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore	7.d	706		670	
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri e TFR e altri benefíci ai dipendenti		4		2	
Quota (proventi)/oneri netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	10	(47)		(46)	
(Proventi)/Oneri finanziari netti	9	230	*156*	163	*101*
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(55)		(188)	
Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		*1.627*		*1.397*	
Incremento/(Decremento) fondi rischi e oneri e TFR e altri benefíci ai dipendenti		(13)		(37)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(3)		57	
(Incremento)/Decremento crediti e debiti commerciali		39	*(22)*	218	*(86)*
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		(62)	*(6)*	16	*(26)*
Interessi attivi/(passivi) e altri proventi/(oneri) finanziari incassati/(pagati)		(249)	*(153)*	(177)	*(117)*
Imposte pagate		(280)		(216)	
Flusso di cassa da attività operativa (a)		**1.059**		**1.258**	
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	12	(1.226)		(1.536)	
Investimenti in attività immateriali	13	(31)		(21)	
Investimenti in imprese o rami di imprese per *success fee*		(29)		(99)	
Investimenti in imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4	(113)		(57)	
Dismissioni di imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-		21	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		(58)		(47)	
Dividendi incassati da società collegate		41		18	
Flusso di cassa da attività di investimento (b)		**(1.416)**		**(1.721)**	
Nuove emissioni/(rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	27	1.095	*185*	2.121	*1.656*
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	27	(605)	*242*	(1.377)	*(678)*
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(147)	*100*	(136)	*(94)*
Flusso di cassa da attività di finanziamento (c)		**343**		**608**	
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		**(2)**		**5**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	24	**(16)**		**150**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		349		199	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio		**333**		**349**	

Note di commento

Premessa

La Società Enel Green Power SpA, operante nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e in particolare da fonte idroelettrica, eolica, geotermica, solare e da altre fonti, ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 125.
Il Bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 comprende i bilanci della Società, delle sue controllate e delle imprese a controllo congiunto ("il Gruppo"), nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate. L'elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.
La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 11 marzo 2013.

1

Princípi contabili e criteri di valutazione

Conformità agli IFRS/IAS

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i princípi e le 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.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile (perdita) 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 delle attività possedute per la vendita e delle passività associate ad attività possedute per la vendita, qualora presenti. Le attività correnti, che includono 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 dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario consolidato è presentato utilizzando il metodo indiretto.
La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel Green Power SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.
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.
Gli schemi del Conto economico consolidato, dello Stato patrimoniale consolidato e del Rendiconto finanziario consolidato evidenziano le transazioni con parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo successivo.

Uso di stime e giudizi del *management*

La redazione del bilancio, 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 le decisioni assunte dal *management* si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; vengono adottate 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 princípi 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

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

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 benefíci 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 e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. 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 3.
Nel caso di attività destinate alla dismissione, le valutazioni non sono effettuate secondo logiche di determinazione del valore basate sull'utilizzo di tali beni, bensì sull'ammontare ritenuto recuperabile attraverso la loro alienazione, tenuto conto anche delle offerte già raccolte da terze parti interessate all'acquisto.
Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subíto una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e cessione futura, a seconda di quanto stabilito nei più recenti piani aziendali.
Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli; 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 immobilizzate 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 italiane preve-

dendo, 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 indice una gara a evidenza pubblica per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata di venti anni fino a un massimo di trenta anni.

Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì stabilito 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 contradditorio 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), il corrispettivo sarà determinato 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 della misura del'ordinario degrado;
> per i beni materiali diversi dai precedenti, il corrispettivo sarà determinato sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito della 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 princípi, cui rimangono associate alcune incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).

I principali elementi di incertezza sono i seguenti:

> il corrispettivo per il trasferimento del ramo di azienda dovrà essere concordato con l'amministrazione concedente cinque anni prima della scadenza della concessione, sulla base di parametri tecnico-economici, attualmente non disponibili e che saranno resi noti con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, su parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
> è verosimile ritenere che l'*iter* per la quantificazione di tale valore passi per un processo di accertamento caratterizzato da elementi aleatori non marginali, in particolare con riferimento all'identificazione del normale deperimento subíto dai beni in discussione e agli atteggiamenti che potranno assumere le diverse controparti;
> la legge stessa, riconoscendo l'esistenza di obiettive incertezze legate alla determinazione del corrispettivo, sin d'ora prevede che in caso di mancato accordo tra concessionario e concedente si debba far ricorso a tre soggetti terzi qualificati e indipendenti (di cui due indicati rispettivamente da ciascuna delle parti e il terzo dal Presidente del Tribunale delle acque pubbliche territorialmente competente);
> a oggi, non è disponibile alcun dato storico cui poter fare riferimento poiché la norma non ha ancora trovato applicazione.

In ragione dei suddetti elementi di indeterminatezza, gli Amministratori hanno ritenuto di non poter procedere a una stima ragionevole e affidabile del valore residuo.

Questa modifica normativa, la cui applicazione impone comunque al concessionario subentrante di corrispondere un corrispettivo al concessionario uscente, ha indotto il *management* a riconsiderare il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge 134 (fino allo scorso anno stante la loro gratuita devolvibilità era ancorato al termine più ravvicinato fra quello della concessione e della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se più ampia, alla vita economico-tecnica del singolo bene. Allorquando si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Recupero futuro di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2012 il bilancio 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 benefíci delle altre attività fiscali differite.
La valutazione della predetta recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che la Società non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrebbe 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.

Fondo svalutazione crediti
Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti del Gruppo. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia, a importi insoluti correnti e storici, storni e incassi, nonché all'attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell'economia e dei mercati di riferimento.
Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Smantellamento e ripristino siti
Nel calcolo della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, in particolare per lo smantellamento degli impianti fotovoltaici ed eolici, l'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che la Società ritiene di dover pagare a seguito dell'operazione di smantellamento.
Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto 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 dalla direzione aziendale 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.
Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

Altro
Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato la valutazione di strumenti finanziari e il processo di valutazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte con operazioni di aggregazioni aziendali. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai princípi 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* 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 interdipendenti 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 alle attività immateriali, 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.

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Lo *"IAS 27 - Bilancio consolidato e separato"* definisce il controllo come il potere di determinare le strategie aziendali della controllata, definendone gli indirizzi operativo-finanziari, al fine di ottenere i benefíci derivanti dalla sua attività.

L'esistenza del controllo prescinde dal mero possesso della maggioranza azionaria dell'acquisita o dalla forma contrattuale adottata per l'acquisizione; pertanto, è richiesto il giudizio del *management* nel valutare la presenza di situazioni che delineano il potere della Società nel definire l'indirizzo strategico e operativo della partecipata.

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 i Fondi pensione FOPEN e Fondenel, i Sindaci, 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 su cui il Gruppo ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefíci derivanti dalle loro attività. Nel valutare l'esistenza del controllo, si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili alla data di bilancio. 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.

L'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società controllate e la vendita di quote di partecipazione che non implicano la perdita del controllo sono considerati transazioni tra azionisti; in quanto tali, gli effetti contabili delle predette operazioni sono rilevati direttamente nel patrimonio netto di Gruppo.

La cessione di quote di controllo comporta, invece, la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione e degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value*, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Società collegate

Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali il Gruppo ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.

Tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo di acquisto allocando l'eventuale differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza nel *fair value* netto delle attività, delle passività e delle passività potenziali identificabili della collegata in modo analogo a quanto previsto per le aggregazioni di imprese e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono rilevati nel Bilancio consolidato dalla data in cui l'influenza notevole è stata acquisita e fino alla data in cui tale influenza cessa di esistere.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo 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.

La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita dell'influenza notevole, comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value* alla data della cessione dell'eventuale partecipazione residua.

Società a controllo congiunto

Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo esercita un controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità. Tali partecipazioni sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le pas-

sività, i ricavi e i costi in misura proporzionale alla quota di pertinenza del Gruppo, dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto e fino alla data in cui lo stesso cessa.
Le attività, le passività, i costi e i ricavi della *joint venture* caratterizzati da reciprocità nei confronti del Gruppo, dopo essere stati proporzionati alla quota di pertinenza, sono elisi contro le reciproche voci contabili delle entità consolidate del Gruppo.

Nella seguente tabella sono riepilogati i principali valori delle società sulle quali il Gruppo esercita un controllo congiunto incluse nel presente bilancio consolidato (si veda l'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2012").

Milioni di euro

	2012
Attività non correnti	129
Attività correnti	17
Passività non correnti	70
Passività correnti	33
Ricavi operativi	63
Costi operativi	92

I valori delle società a controllo congiunto i cui bilanci non risultino ancora approvati dagli Organi amministrativi della Società sono inclusi nel consolidamento sulla base delle risultanze contabili formalmente inoltrate dalla direzione amministrativa della partecipata stessa.

La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita del controllo congiunto, comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value,* alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 sono elaborati in accordo con i princípi contabili adottati dalla Capogruppo.
Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono eliminati al netto del relativo effetto fiscale teorico. Gli utili e le perdite non realizzati con società collegate e *joint venture* sono eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo.
In entrambi i casi, le perdite non realizzate sono eliminate a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di perdite di valore.

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 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 della Capogruppo, 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).

Aggregazioni aziendali

In sede di prima applicazione degli IFRS-EU, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 (*Aggregazioni di imprese*) in modo retrospettivo alle acquisizioni effettuate antecedentemente al 1° gennaio 2004. Pertanto l'avviamento

derivante da acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS-EU è stato mantenuto al valore registrato nell'ultimo bilancio consolidato redatto sulla base dei precedenti princípi contabili (31 dicembre 2003).
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. Nel caso in cui i *fair value* delle attività, delle passività e delle passività potenziali potessero determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è stata rilevata utilizzando tali valori provvisori. L'ammontare delle partecipazioni di minoranza 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* relativi agli attivi netti precedentemente posseduti dall'acquirente sono state riflesse a patrimonio netto. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono state rilevate entro dodici mesi dalla data di acquisizione.

Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008).
In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (*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.
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 partecipazioni di minoranza 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.
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 dodici mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.
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.
Le aggregazioni aziendali c.d. "*under common control*" sono quelle in cui tutte le entità o attività aziendali partecipanti sono in definitiva controllate dalla stessa parte o dalle stesse parti sia prima sia dopo l'aggregazione e tale controllo non è transitorio.
Tali operazioni non sono espressamente disciplinate dai princípi contabili IFRS-EU. In assenza di un principio contabile di riferimento, il Gruppo ha adottato i seguenti criteri contabili:

> il c.d. "*book value accounting*", ossia un criterio di rilevazione contabile basato sui precedenti valori contabili delle attività nette acquisite, laddove l'operazione non abbia sostanza economica. Tali valori corrispondono a quelli del bilancio consolidato della controllante ultima Enel SpA;
> > il c.d. "*purchase accounting*", ossia un criterio di rilevazione contabile basato, per analogia, sulle previsioni dell'IFRS 3, laddove l'operazione abbia sostanza economica.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari, riferiti principalmente a impianti di produzione (in cui sono compresi terreni, fabbricati e opere civili, condotte forzate, opere idrauliche fisse, caldaie e ausiliari, componenti turbogas, macchinari), macchine d'ufficio, mobili e dotazioni di ufficio, oltre a immobilizzazioni in corso di costruzione, sono rilevati al costo storico, comprensivo dei costi accessori

direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato e dei costi interni capitalizzati relativi ai prelievi di materiali di magazzino e al costo del lavoro. Il costo è incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione dell'attività. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri futuri. 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 relativi a finanziamenti direttamente attribuibili all'acquisto o costruzione di beni che richiedono un rilevante periodo di tempo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "*qualifying asset*"), vengono 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 ai princípi contabili internazionali IFRS-EU, o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del *fair value*, considerato come valore sostitutivo del costo (*deedmed cost*) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli beni materiali 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 benefíci futuri derivanti dal costo affluiranno alla Società 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 del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto economico rilevando l'eventuale plus/minusvalenza.

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso, cioè dal momento in cui viene connesso alla rete di trasmissione elettrica.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è di seguito riportata.

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile (anni)
Impianti di produzione idroelettrica (1)	
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 migliorie su fabbricati di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefíci derivanti dalla miglioria stessa.

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Il Gruppo, in linea con i principali *peers* di settore, ha modificato la vita utile stimata degli impianti eolici passando da 20 a 25 anni, con effetto a partire dal 1° gennaio 2012. La ridefinizione della vita utile è stata effettuata sulla base di uno studio di un terzo indipendente, che ha analizzato la disponibilità tecnica degli impianti su un periodo addizionale di cinque anni. Tale studio ha coperto il 65% della capacità eolica installata del Gruppo. L'impatto stimato nel Conto economico dell'esercizio della rivisitazione della vita utile ammonta approssimativamente a 44 milioni di euro.

Gli impianti includono beni (essenzialmente opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico) che, prima delle recenti novità normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012 ("Misure urgenti per la crescita del Paese"), pubblicata in *Gazzetta Ufficiale* in data 11 agosto 2012, erano classificati come beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico. La scadenza di tali concessioni è fissata al 31 dicembre 2029.
A seguito dell'entrata in vigore del citato provvedimento, tali beni dovranno essere trasferiti, alla scadenza della concessione e in caso di mancato rinnovo, al nuovo concessionario, unitamente al ramo di azienda di cui fanno parte, dietro il riconoscimento di un importo che, per quanto attiene specificamente a tali beni, è determinato partendo dal costo storico rivalutato, al netto di eventuali contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, tenuto conto dell'ordinario degrado. Pertanto, a partire dal mese di settembre 2012 anche i beni precedentemente considerati devolvibili sono ammortizzati, alla stregua delle altre categorie di immobili, impianti e macchinari, lungo la vita economico-tecnica (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente paragrafo "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana" di questo stesso capitolo.
L'introduzione della suddetta legge ha determinato una riduzione degli ammortamenti stimata in 10 milioni di euro.

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 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 dei beni eliminati.

Beni in locazione

Gli immobili, impianti e macchinari acquisiti mediante contratti di *leasing* finanziario, attraverso i quali sono sostanzialmente trasferiti sulla Società tutti i rischi e i benefíci legati alla proprietà, sono inizialmente rilevati come attività del Gruppo 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. La corrispondente passività verso il locatore è rilevata tra le passività finanziarie.
I beni in locazione finanziaria 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 della locazione, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di locazione e la vita utile stimata del bene stesso.
Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmente tutti i rischi e i benefíci legati alla proprietà dei beni, sono classificate come *leasing* operativi. I costi riferiti ai *leasing* operativi sono rilevati linearmente a Conto economico lungo la durata del contratto di *leasing*.
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, in sostanza, 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 benefíci economici futuri, nonché l'avviamento, quando acquisito a titolo oneroso. Esse sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefíci 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.
Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte.
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.

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (*impairment test*).
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.
L'avviamento, derivante dall'acquisizione di società controllate, collegate o *joint venture,* è allocato a ciascuna delle *cash generating unit* identificate. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte in nota. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali (immobili, impianti e macchinari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta l'anno, 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 accessori di vendita, e il valore d'uso.
Per quest'ultimo 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. 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 a Conto economico una perdita di valore.
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, 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 i relativi ammortamenti.
Il valore recuperabile dell'avviamento delle attività immateriali con vita 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 subíto 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 sono 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 presumibile realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di *trading* che sono valutate al valore di mercato (*fair value*) con contropartita Conto economico. La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile 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 posseduto 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.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* detenuti a scopo di negoziazione o designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale.

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo *fair value.* Successivamente alla rilevazione iniziale, gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni del *fair value* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino a scadenza

Sono inclusi nelle "attività finanziarie detenute sino a scadenza" gli strumenti finanziari, non derivati, aventi pagamenti fissi o determinabili e non rappresentati da partecipazioni, quotati in mercati attivi, per cui esiste l'intenzione e la capacità da parte del Gruppo di mantenerli sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al *fair value*, rilevato alla "data di negoziazione", inclusivo degli eventuali costi di transazione; successivamente, sono valutate al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore. Tali perdite di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. In caso di attività finanziarie rinegoziate, le perdite di valore sono determinate utilizzando il tasso di interesse effettivo originario prima della modifica delle condizioni.

Finanziamenti e crediti

Rientrano in questa categoria i crediti (finanziari e commerciali), ivi inclusi i titoli di debito, non derivati, non quotati in mercati attivi, con pagamenti fissi o determinabili e per cui non vi sia l'intento predeterminato di successiva 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, rettificato per eventuali perdite di valore. Tali riduzioni di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario. In caso di attività finanziarie rinegoziate, le perdite di valore sono determinate utilizzando il tasso di interesse effettivo originario prima della modifica delle condizioni.

I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Sono classificati nelle "attività finanziarie disponibili per la vendita" i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza, le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione a Conto economico") e le attività finanziarie non classificabili in altre categorie. Tali strumenti sono valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto.

Al momento della cessione, 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.

Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subíto una riduzione di valore, significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il *fair value,* determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio per le attività finanziarie quotate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotate.

Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore.

Perdite di valore delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio le attività finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di un'eventuale riduzione del loro valore.

Un'attività finanziaria ha subíto una riduzione di valore se esiste un'evidenza obiettiva di tale perdita, come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri attendibilmente stimati.

L'evidenza obiettiva di una riduzione di valore deriva dalla presenza di indicatori quali, per esempio, la significativa difficoltà finanziaria del debitore; l'inadempimento o il mancato pagamento degli interessi o del capitale; l'alta probabilità che il debitore possa essere interessato da una procedura concorsuale o da un'altra forma di riorganizzazione finanziaria; la presenza di dati oggettivi che indicano una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Qualora venga accertata l'esistenza di una perdita di valore, quest'ultima è determinata secondo quanto sopra indicato in relazione alla specifica tipologia di attività finanziaria interessata.

Solo quando non sussiste alcuna realistica prospettiva di recuperare in futuro l'attività finanziaria, il corrispondente valore dell'attività viene eliminato contabilmente riflettendo gli eventuali effetti a Conto economico.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.
Si precisa che, anche ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Debiti commerciali

I debiti commerciali sono inizialmente iscritti al *fair value* e successivamente valutati al costo ammortizzato. I debiti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando la Società diviene parte nelle clausole contrattuali dello strumento e 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

I derivati sono rilevati al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, rispetta i limiti previsti dallo IAS 39.
Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura (*fair value hedge*), le variazioni del *fair value* dello strumento di copertura sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico.
Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli elementi coperti (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e sono rilevate a Conto economico solo quando, con riferimento alla posta coperta, si manifesta la variazione dei flussi di cassa da compensare.
La porzione di *fair value* dello strumento di copertura che non soddisfa la condizione per essere qualificata come efficace è rilevata a Conto economico.
Le variazioni del *fair value* dei derivati di negoziazione e di quelli che non soddisfano più le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi dello IAS 39 sono rilevate a Conto economico.
La rilevazione di tali strumenti è effettuata alla data di negoziazione.
I contratti finanziari e non finanziari (che già non siano valutati a *fair value*) sono altresì analizzati per identificare l'esistenza di derivati "impliciti" (*embedded derivative*) che sono scorporati e valutati 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.
Il *fair value* è determinato in base alle quotazioni ufficiali utilizzate per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Per gli strumenti non scambiati in mercati regolamentati il *fair value* è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi sulla base della curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine periodo.
Si evidenzia, inoltre, che il Gruppo analizza tutti i contratti di acquisti e vendite a termine di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti e vendite a termine di elettricità e *commodity* energetiche, per verificare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dallo IAS 39, ovvero risultino essere stati stipulati per pervenire alla consegna fisica coerentemente alle normali esigenze di acquisto/vendita/[uso] previsto dalla Società (*own use exemption*).
Se tali contratti non sono sottoscritti al fine dell'ottenimento o della consegna di elettricità o di *commodity* energetiche, sono valutati al *fair value*.

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie vengono eliminate contabilmente qualora si verifichi una delle seguenti condizioni:

> il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa dall'attività è scaduto;
> la Società ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefíci connessi all'attività, cedendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dell'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cas-

sa 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*");
> la Società non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefíci 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.

Gerarchia del *fair value* secondo l'IFRS 7

Le attività e passività finanziarie valutate al *fair value* sono classificate nei tre livelli gerarchici di seguito descritti, in base alla rilevanza delle informazioni (*input*) utilizzate nella determinazione del *fair value* stesso.
In particolare:
> livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
> livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di *input* diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che, per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
> livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili.

TFR e altri benefíci per i dipendenti

La passività relativa ai benefíci riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefíci definiti o relativa ad altri benefíci a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefíci futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (c.d. "metodo di proiezione unitaria del credito"). La passività, iscritta in bilancio al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Con riferimento alla passività per piani a benefíci definiti, gli utili o le perdite attuariali cumulati al termine del precedente esercizio superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefíci definiti e il *fair value* delle attività a servizio del piano a tale data, sono rilevati nel Conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. Se inferiori, essi non sono rilevati.
Qualora la Società si sia impegnata in modo comprovabile e senza realistiche possibilità di recesso, con un dettagliato piano formale, alla conclusione anticipata del rapporto di lavoro, ossia prima del raggiungimento dei requisiti per il pensionamento, i benefíci dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.
In caso di modifica di un piano a benefíci definiti esistente o di introduzione di un nuovo piano a benefíci definiti, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (*past service cost*) è rilevato immediatamente a Conto economico se i benefíci derivanti dalla modifica o dall'introduzione sono già acquisiti, oppure a quote costanti lungo un periodo medio fino al momento in cui i benefíci sono acquisiti.
In caso di modifica o introduzione di altri benefíci a lungo termine, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate è rilevato immediatamente a Conto economico nella sua interezza.

Fondi rischi e oneri

Gli accantonamenti ai fondi rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi 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.
Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, 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.
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. Se 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 quanto riguarda i criteri di stima adottati nella determinazione del fondo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, si rimanda al paragrafo relativo all'uso di stime.

Contributi e incentivi

I contributi sono rilevati in bilancio al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti o che sono soddisfatte le condizioni per l'ottenimento degli stessi, così come previste da Governi, enti governativi e da analoghi enti locali, nazionali o internazionali.
I contributi ricevuti, sia a fronte di specifiche spese sia a fronte di specifici beni il cui valore è iscritto tra le attività materiali e immateriali, sono rilevati tra le altre passività e accreditati a Conto economico lungo il periodo in cui si rilevano i costi a essi correlati.
I contributi in conto esercizio sono rilevati integralmente a Conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità. Rientrano fra tali contributi gli incentivi per certificati verdi accordati al Gruppo a fronte della produzione di energia effettuata con impianti che utilizzano risorse rinnovabili. I certificati verdi sono rilevati fra i ricavi della vendita in contropartita ai crediti sulla base della produzione effettuata, valorizzati al *fair value* secondo quanto previsto dallo IAS 20.

Gli incentivi relativi a certificati verdi, rilevati a "consuntivo", si riferiscono ai quantitativi di energia prodotti nell'esercizio rilevanti ai fini dell'assegnazione dei certificati verdi.

Ricavi

I ricavi sono rilevati quando è probabile che i benefíci economici futuri saranno fruiti dalla Società e quando possono essere attendibilmente misurati.
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 benefíci 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 si riferiscono ai quantitativi venduti nel periodo, ancorché non fatturati, e 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 delle attività. 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;
> i ricavi maturati nel periodo relativi a lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori, determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*), in base al quale i costi, i ricavi e il relativo margine sono riconosciuti in base all'avanzamento dell'attività produttiva. Lo stato avanzamento lavori è determinato in funzione del rapporto tra i costi sostenuti alla data di valutazione e i costi complessivi attesi sulla commessa. I ricavi di commessa, oltre ai corrispettivi contrattuali, includono le varianti, le revisioni dei prezzi e il riconoscimento degli incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e se questi possono essere determinati con attendibilità. Sono, inoltre, rettificati per effetto delle penalità derivanti da ritardi attribuibili alla Società.

Proventi e oneri finanziari

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo e includono le variazioni di *fair value* degli strumenti finanziari rilevati al *fair value* a Conto eco-

nomico e le variazioni di *fair value* dei derivati connessi a operazioni finanziarie.

Imposte

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, 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.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel 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 in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.
Le attività per imposte anticipate 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 viene riesaminata a ogni chiusura di periodo.
Le imposte differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se la Società vanta un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.
Le imposte correnti e differite sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a riceverne il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Discontinued operations e attività non correnti possedute per la vendita

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché con il loro utilizzo continuativo sono classificate come possedute per la vendita e rappresentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale. Tale circostanza si verifica solo quando la vendita è altamente probabile e le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili, nella loro attuale condizione, per la vendita immediata.
Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono dapprima rilevate in conformità allo specifico IFRS-EU di riferimento applicabile a ciascuna attività o passività e, successivamente, sono rilevate al minore tra il valore contabile e il relativo *fair value*, al netto dei costi di vendita. Eventuali successive perdite di valore sono rilevate direttamente a rettifica delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita con contropartita a Conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali dell'esercizio precedente non sono riclassificati.
Un'attività operativa cessata (*discontinued operation*) rappresenta una parte dell'impresa che è stata dismessa o classificata come posseduta per la vendita, e:

> rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività;
> è parte di un piano coordinato di dismissione di un importante ramo di attività o area geografica di attività; o
> è una società controllata acquisita esclusivamente allo scopo di essere rivenduta.

I risultati delle attività operative cessate – siano esse dismesse oppure classificate come possedute per la vendita e in corso di dismissione – sono esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali. I corrispondenti valori relativi all'esercizio precedente, ove presenti, sono riclassificati ed esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali, ai fini comparativi.

Le attività non correnti per le quali vengono meno i presupposti per la loro classificazione come possedute per la vendita, o che cessano di far parte di un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita, 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, svalutazioni o ripristini di valore che sarebbero stati rilevati se l'attività (o il gruppo in dismissione) non fosse stata classificata come posseduta per la vendita; e

> il valore recuperabile, pari al maggiore tra il suo *fair value* al netto dei costi di vendita e il suo valore d'uso, calcolato alla data in cui è stata assunta la decisione di non vendere.

2

Princípi contabili di recente emanazione

Princípi di prima adozione e applicabili

Il Gruppo ha adottato la seguente modifica ai princípi contabili internazionali di prima adozione al 1° gennaio 2012:

> "Modifiche all'IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*"; la modifica ha introdotto nuovi obblighi di informativa per permettere agli utilizzatori del bilancio di valutare l'esposizione ai rischi connessi al trasferimento di attività finanziarie e l'effetto di tali rischi sulla posizione finanziaria della società. In particolare, la nuova versione del principio richiede informativa specifica, da inserirsi in un'unica nota al bilancio, con riferimento ad attività finanziarie trasferite che non sono state oggetto di *derecognition* e ad attività finanziarie trasferite in cui, alla data di bilancio, si è mantenuto un coinvolgimento. L'applicazione su base prospettica di tale modifica non ha comportato impatti significativi.

Princípi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2012 ha omologato i seguenti princípi applicabili, per il Gruppo, negli esercizi successivi.

> "Modifiche allo IAS 1 – *Esposizione nel bilancio delle voci delle altre componenti di conto economico complessivo",* emesso a giugno 2011. La nuova versione del principio dispone che, nella sezione delle altre componenti di conto economico complessivo (OCI), si debbano distinguere gli elementi che in futuro saranno riclassificati a conto economico (c.d. *"recycling"*) da quelli che non saranno riclassificati a conto economico. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IAS 19 – *Benefíci per i dipendenti",* emesso a giugno 2011; sostituisce la vigente versione dello IAS 19. La modifica più significativa apportata al principio riguarda l'obbligo di rilevare tutti gli utili/perdite attuariali nell'ambito degli OCI, con conseguente eliminazione del c.d. "*corridor approach*". La nuova versione del principio, inoltre, introduce regole più stringenti per la presentazione dei dati in bilancio, disaggregando il costo in tre componenti; elimina il rendimento atteso sulle attività a servizio del piano; non consente più di differire la rilevazione contabile del *past service cost;* amplia l'informativa da presentare in bilancio; introduce regole più dettagliate per la rilevazione dei *termination benefit.* Il principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni; tuttavia, si ritiene che tali impatti deriveranno principalmente dal cambiamento nel trattamento contabile del *past service cost* e degli utili/perdite attuariali, la cui rilevazione, come sopra indicato, non potrà più essere differita. Per maggiori dettagli si rinvia alla Nota 28 ove è rappresentato l'ammontare degli utili e delle perdite attuariali non riconosciuti nel presente bilancio al 31 dicembre 2012.

> "IFRS 13 – *Valutazione del fair value",* emesso a maggio 2011. Rappresenta un *framework* trasversale cui fare riferimento ogni qualvolta altri princípi contabili richiedono o permettono l'applicazione del criterio del *fair value*. Il principio fornisce una guida su come determinare il *fair value* introducendo, inoltre, specifici requisiti di informativa. Il nuovo principio sarà applicabile prospetticamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Modifiche all'IFRS 7 – *Compensazione di attività e passività finanziarie"*, emesso a dicembre 2011, parallelamente alle modifiche allo IAS 32, descritte nel seguito. La modifica richiede di ampliare l'informativa in materia di compensazione di attività e passività finanziarie, al fine di consentire agli utilizzatori dei bilanci di valutare gli effetti, anche potenziali, sulla posizione finanziaria della società, dei contratti di *netting,* inclusi i diritti di compensazione associati ad attività o passività rilevate in bilancio.

Le modifiche al principio saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IFRIC 20 – *Costi di sbancamento nella fase di produzione di una miniera a cielo aperto",* emesso a ottobre 2011. L'interpretazione dispone il trattamento contabile da applicare ai costi sostenuti per la rimozione, nella fase di produzione, di materiale di scarto dalle miniere chiarendo quando possono essere rilevati come un'attività. L'interpretazione sarà applicabile ai costi sostenuti a partire dal 1° gennaio 2013. Non si prevedono impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IFRS 10 – *Bilancio consolidato",* emesso a maggio 2011; 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*". Lo *standard* introduce un nuovo modello di valutazione dell'esistenza del controllo (presupposto indispensabile per consolidare una "partecipata"), lasciando invariate le tecniche di consolidamento previste dal vigente IAS 27. Tale modello deve essere applicato indistintamente a tutte le partecipate, incluse le società veicolo, chiamate dal nuovo principio "*structured entities*". Mentre nei vigenti princípi contabili si dà prevalenza, laddove il controllo non derivi dalla detenzione della maggioranza dei diritti di voto reali o potenziali, all'analisi dei rischi/benefíci derivanti dalla propria interessenza nella partecipata, il nuovo principio focalizza il giudizio su tre elementi da considerare in ogni valutazione: il potere (*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 vigente IAS 27.

  A seguito dell'applicazione del nuovo modello di analisi delle condizioni di controllo, società precedentemente consolidate potrebbero essere escluse dall'area di consolidamento e viceversa.

  Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IAS 27 – *Bilancio separato",* emesso a maggio 2011. Contestualmente all'emissione dell'IFRS 10 e dell'IFRS 12, il vigente 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 controllate, *joint venture* e collegate. Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto",* emesso a maggio 2011; 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"*) dà 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* delle passività derivanti dall'accordo stesso; e la *joint venture*, qualora le parti abbiano diritto a una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dall'accordo.

  Nel bilancio consolidato, la partecipazione a una *joint operation* deve essere riflessa contabilmente mediante la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, a prescindere dall'interessenza partecipativa detenuta; la partecipazione a una *joint venture*, invece, deve essere riflessa contabilmente mediante la rilevazione di una partecipazione valutata con l'*equity method* (non è più consentita l'applicazione del consolidamento proporzionale).

  Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IAS 28 – *Partecipazioni in società collegate e joint venture",* emesso a maggio 2011. Contestualmente all'emissione dell'IFRS 11 e dell'IFRS 12, il vigente IAS 28 è

stato modificato sia nella denominazione sia nel contenuto. In particolare, il nuovo principio, che include anche le disposizioni del "SIC 13 – *Entità 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*. Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IFRS 12 – *Informativa sulle partecipazioni in altre entità",* emesso a maggio 2011. Racchiude in un unico *standard* contabile l'informativa da presentare in materia di interessi detenuti in società controllate, *joint operation* e *joint venture*, collegate e in "*structured entities*". In particolare, il principio integra l'informativa già prevista dai vigenti IAS 27, IAS 28 e IAS 31, che sono stati coerentemente modificati, introducendo nuovi obblighi informativi.

  Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Modifiche allo IAS 32 – *Compensazione di attività e passività finanziarie"*, emesso a dicembre 2011. Lo IAS 32 dispone che un'attività e una passività finanziaria debbano essere compensate e il relativo saldo netto esposto nello stato patrimoniale, quando e soltanto quando una società:

  a) ha correntemente un diritto legale a compensare gli importi rilevati contabilmente; e
  b) intende estinguere per il residuo netto o intende realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività.

  La modifica allo IAS 32 chiarisce le condizioni che devono sussistere affinché siano soddisfatti tali due requisiti. Con riferimento al primo requisito, la modifica amplia l'illustrazione dei casi in cui una società ha "correntemente un diritto legale a compensare"; con riferimento al secondo, precisa che, qualora la società regoli separatamente l'attività e la passività finanziaria, ai fini della compensazione, è necessario che il rischio di credito o di liquidità non siano significativi illustrando, a tal proposito, le caratteristiche che devono avere i c.d. "*gross settlement system"*.

  Le modifiche al principio saranno applicabili retroattivamente a partire dal 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

Nel corso degli anni 2009-2012 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi princípi e interpretazioni che, al 31 dicembre 2012, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Tra questi, si evidenziano di seguito quelli che si ritiene possano avere effetti sul bilancio consolidato del Gruppo.

> "IFRS 9 – *Financial Instruments"*, emesso a novembre 2009 e successivamente rivisto a ottobre 2010, costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo *standard* definisce i criteri per la classificazione delle attività e delle passività finanziarie. Le attività finanziarie devono essere classificate sulla base del c.d. "*business model"* dell'impresa e delle caratteristiche dei relativi flussi di cassa contrattuali associati. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo *standard* prevede che, inizialmente, le attività e passività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, inclusivo degli eventuali costi di transazione che sono direttamente attribuibili all'assunzione o emissione delle stesse. Successivamente, attività e passività finanziarie possono essere valutate al *fair value*, ovvero al costo ammortizzato, salvo l'esercizio della c.d. "*fair value option"*. In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di *trading*, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a conto economico. Il nuovo principio, modificato con riferimento alla data di prima adozione nel mese di dicembre 2011, sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 – Mandatory effective date and transition disclosure",* emesso a dicembre 2011. Tale *amendment* modifica l'IFRS 9 – *Financial Instruments,* posticipando la data di prima adozione obbligatoria del principio dal 1° gennaio 2013 al 1° gennaio 2015 e dettando nuove regole per la transizione dall'applicazione dello IAS 39 all'applicazione dell'IFRS 9. Modifica inoltre, l'"IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative"*, introducendo nuova informativa comparativa, obbligatoria o facoltativa in relazione alla data di transizione all'IFRS 9.

In particolare, le modifiche in esame dispongono che le società che applicano l'IFRS 9 per la prima volta nel proprio bilancio abbiano sempre la facoltà di non predisporre il *restatement* degli esercizi precedenti. Più precisamente: le società che hanno adottato l'IFRS 9 prima del 1° gennaio 2012 non hanno obblighi di *restatement* né obblighi di informativa addizionale rispetto a quelli già previsti a seguito delle modifiche apportate all'IFRS 7 dall'emissione dell'IFRS 9; le società che hanno adottato l'IFRS 9 dal 1° gennaio 2012 al 31 dicembre 2012 possono scegliere se predisporre il *restatement* degli esercizi precedenti o se fornire l'informativa comparativa addizionale secondo le modifiche apportate all'IFRS 7; le società che adottano l'IFRS 9 dal 1° gennaio 2013 al 1° gennaio 2015 hanno l'obbligo di fornire l'informativa comparativa addizionale secondo le modifiche apportate all'IFRS 7 a prescindere dalla scelta fatta riguardo il *restatement*, relativamente al quale hanno facoltà ma non obbligo.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2015. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12 – Transition Guidance*", emesso a giugno 2012. La modifica ha l'obiettivo di chiarire alcuni aspetti relativi alla fase di prima applicazione dei princípi 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.

  Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Si segnala, tuttavia, che la Commissione Europea sta valutando se differire la prima applicazione al 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 27 – Investment entities*", emesso a ottobre 2012. La modifica in esame introduce un'eccezione all'obbligo, contenuto nell'IFRS 10, di consolidare tutte le società controllate, nel caso in cui la controllante si qualifichi come *investment entity*. In particolare, le *investment entities*, 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 una *investment entity* deve, invece, consolidare tutte le proprie controllate (incluse quelle detenute mediante l'*investment entity* stessa), eccetto il caso in cui anch'essa si qualifichi come tale. La modifica sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2014. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"Annual Improvements to IFRS 2009-2011 Cycle"*, emesso a maggio 2012; contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti. Le modifiche, previa omologazione, saranno applicabili retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:

- "IFRS 1 – *Prima adozione dei princípi contabili internazionali"*; la modifica dispone che una società che ha interrotto l'applicazione nel proprio bilancio dei princípi contabili internazionali può, qualora decidesse di tornare a redigere il bilancio in conformità agli IFRS/IAS, o riapplicare l'IFRS 1 o applicare lo IAS 8 come se non avesse effettuato la predetta interruzione.

  L'IFRS 1 è stato, inoltre, modificato in merito alla capitalizzazione degli oneri finanziari: un *first-time adopter* può scegliere se applicare le disposizioni dello IAS 23 dalla data di prima adozione degli IFRS/IAS o da una data precedente, secondo quanto indicato dal paragrafo 28 dello IAS 23. La modifica dispone, infine, che la società che applica per la prima volta gli IFRS/IAS non deve rettificare gli oneri finanziari capitalizzati secondo i princípi contabili applicati in precedenza e deve applicare le disposizioni dello IAS 23 solo per gli oneri finanziari sostenuti dalla data prescelta secondo quanto sopra indicato;
- "IAS 1 – *Presentazione del bilancio"*; la modifica chiarisce come debba essere presentata in bilancio l'informativa comparativa e specifica che la società può decidere volontariamente di presentare informativa comparativa aggiuntiva;

- "IAS 16 – *Immobili, impianti e macchinari"*; la modifica chiarisce che se i pezzi di ricambio e le attrezzature soddisfano i requisiti per essere classificati come "immobili, impianti e macchinari" devono essere rilevati e valutati secondo lo IAS 16, altrimenti devono essere classificati come rimanenze;
- "IAS 32 – *Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio e informazioni integrative"*; la modifica dispone che le imposte sul reddito correlate alle distribuzioni ai possessori di strumenti rappresentativi di capitale e quelle correlate ai costi di transazione relativi a operazioni sul capitale devono essere contabilizzate secondo le disposizioni dello IAS 12;
- "IAS 34 – *Bilanci intermedi"*; la modifica dispone che, nei bilanci intermedi, debba essere indicato il totale delle attività e delle passività di uno specifico settore solo se tale dato è regolarmente fornito al più alto livello decisionale operativo e se lo stesso ha subíto una variazione significativa rispetto all'ultimo bilancio annuale presentato.

3

Gestione dei rischi finanziari

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

La strategia di *risk management* del Gruppo è finalizzata a minimizzare potenziali effetti negativi sulle *performance* finanziarie del Gruppo determinate da tali fluttuazioni. Alcune tipologie di rischio sono mitigate tramite il ricorso a strumenti finanziari derivati. Il monitoraggio e il controllo delle esposizioni ai rischi e le relative strategie di copertura sono centralizzate presso Enel Green Power SpA.

Sono di seguito brevemente descritte le politiche di gestione e l'analisi di sensitività posta in essere dal Gruppo con riferimento ai suddetti rischi.

Per contenere tali esposizioni all'interno dei limiti definiti all'inizio dell'esercizio nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, le società del Gruppo stipulano contratti derivati *over the counter* (OTC) nei confronti del mercato e all'interno del Gruppo Enel; in particolare, la controparte interna per le operazioni in derivati su *commodity* ed energia 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.

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

Il *fair value* di un contratto derivato è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alla curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine esercizio forniti dalla Banca Centrale Europea.

Il valore nozionale di un derivato è l'importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale ammontare può essere espresso sia in base a un valore sia in base a quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando il tasso di cambio in essere alla data di bilancio.

Non si rilevano modifiche nei criteri di valutazione dei derivati in essere a fine esercizio, rispetto a quelli adottati alla fine dell'esercizio precedente.

Rischio tasso di interesse

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l'impatto che potrebbe verificarsi sul conto economico conseguentemente 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 raggiunto ponendo in essere principalmente contratti di *interest rate swap.*

Gli *interest rate swap* sono strumenti che prevedono lo scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile

contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.
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.
Al 31 dicembre 2012 risultano in essere contratti *interest rate swap* per un ammontare nozionale complessivo di 881 milioni di euro (490 milioni di euro al 31 dicembre 2011).
Nelle seguenti tabelle vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2012 e del 31 dicembre 2011, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse con evidenza della tipologia contrattuale e del trattamento contabile adottato.

Milioni di euro	Nozionale	*Fair value*	*Fair value* attività	*Fair value* passività
		al 31.12.2012		
Derivati *cash flow hedge*	**870**	**(67)**	**-**	**(67)**
Interest rate swap	870	(67)	-	(67)
Derivati di *trading*	**11**	**(1)**	**-**	**(1)**
Interest rate swap	11	(1)	-	(1)
Totale derivati su tassi di interesse	**881**	**(68)**	**-**	**(68)**

Milioni di euro	Nozionale	*Fair value*	*Fair value* attività	*Fair value* passività
		al 31.12.2011		
Derivati *cash flow hedge*	**490**	**(40)**	**-**	**(40)**
Interest rate swap	490	(40)	-	(40)
Totale derivati su tassi di interesse	**490**	**(40)**	**-**	**(40)**

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2012	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre
Derivati *cash flow hedge*							
Derivati passivi netti (*fair value* negativo)	(67)	(21)	(18)	(14)	(10)	(6)	(1)
Derivati di *trading*							
Derivati passivi netti (*fair value* negativo)	(1)	(1)	-	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario complessivo del Gruppo, si rileva come questo sia per il 35% indicizzato a tasso variabile (55% al 31 dicembre 2011) senza considerare le coperture in derivati.
Prendendo a riferimento l'indebitamento netto a lungo termine, la quota indicizzata a tasso variabile risulta pari al 31% (47% al 31 dicembre 2011); tale esposizione si riduce al 12% (22% al 31 dicembre 2011) considerando le coperture effettuate mediante operazioni in derivati designati di *cash flow hedge* e i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale, ma che non hanno i requisiti necessari per essere contabilizzati secondo le regole dell'*hedge accounting*.
Al 31 dicembre 2012, se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 25 punti base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 12,8 milioni di euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa, se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 25 punti base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 12,8 milioni di euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. L'impatto negativo (o positivo) in termini di maggiori (o minori) oneri finanziari annui rivenienti dall'ammontare non coperto del debito netto a lungo termine è stimabile in circa 1,4 milioni di euro.

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, le società del Gruppo stipulano con Enel SpA contratti derivati allo

scopo di coprire i flussi di cassa in valute estere diverse dalla valuta di conto di ogni Paese.

Si segnala che l'indebitamento finanziario complessivo del Gruppo risulta per l'87% espresso in euro (85% al 31 dicembre 2011) e per il restante 13% è denominato nella valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrice della posizione debitoria; non si configura pertanto alcuna esposizione al rischio cambio connesso all'indebitamento di Gruppo.

Principalmente nel 2012 sono stati conclusi *currency forward*, ossia contratti derivati 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*).

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.

Al 31 dicembre 2012 risultano in essere contratti *forward* per un ammontare nozionale complessivo di 14 milioni di euro (49 milioni di euro al 31 dicembre 2011), utilizzati principalmente per coprire il rischio di cambio connesso a flussi commerciali in dollari statunitensi e lei romeni.

Nelle seguenti tabelle vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2012 e del 31 dicembre 2011, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio suddivisi per tipologia e trattamento contabile adottato.

Milioni di euro	Nozionale	*Fair value*	*Fair value* attività	*Fair value* passività
		al 31.12.2012		
Derivati di *trading*	**14**	**-**	**-**	**-**
Forward	14	-	-	-
Totale *forward*	**14**	**-**	**-**	**-**
Totale derivati su tassi di cambio	**14**	**-**	**-**	**-**

Milioni di euro	Nozionale	*Fair value*	*Fair value* attività	*Fair value* passività
		al 31.12.2011		
Derivati di *trading*	**49**	**(4)**	**-**	**(4)**
Forward	49	(4)	-	(4)
Totale *forward*	**49**	**(4)**	**-**	**(4)**
Totale derivati su tassi di cambio	**49**	**(4)**	**-**	**(4)**

Al 31 dicembre 2012, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il Conto economico sarebbe stato più basso di circa 1,23 milioni di euro a seguito dell' incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *trading*.

Al 31 dicembre 2012, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il Conto economico sarebbe stato più alto di circa 1,51 milioni di euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *trading*.

Rischio prezzo energia

Nell'esercizio della sua attività il Gruppo è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi dell'energia. L'esposizione a tale rischio deriva essenzialmente dall'attività di vendita sui mercati *spot* (Borsa) dell'energia prodotta e non contrattualizzata mediante contratti bilaterali fisici.

Per contenere tale esposizione, le società del Gruppo ricorrono alla stipula di "Contratti per differenza (CFD) a due vie" nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il prezzo *spot* superi il prezzo *strike*, e a favore delle società del Gruppo nel caso contrario. Per tali contratti non è previsto un premio fisso. I CFD a due vie sono stipulati prevalentemente con Enel Trade SpA e, a partire dal 2010 relativamente al 2012, in Iberia con Endesa Generación SL.

Il *fair value* al 31 dicembre 2012 di tali contratti è determinato utilizzando le quotazioni *forward* dell'energia elettrica tenuto conto dell'aumentata liquidità del mercato di riferimento.

L'esposizione residua deriva principalmente dalla incertezza sui volumi di produzione, caratteristica della produzione con fonti rinnovabili, ed è oggetto di costante monitoraggio, controllo e misura.

Nelle tabelle seguenti vengono forniti il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2011.

Milioni di euro	Nozionale	*Fair value*	*Fair value* attività	*Fair value* passività
		al 31.12.2012		
Derivati *cash flow hedge*	**174**	**10**	**10**	**-**
Contratti per differenza a due vie	144	2	2	-
Altri derivati su energia	30	8	8	-
Totale derivati su *commodity*	**174**	**10**	**10**	**-**

Milioni di euro	Nozionale	*Fair value*	*Fair value* attività	*Fair value* passività
		al 31.12.2011		
Derivati *cash flow hedge*	**381**	**(1)**	**13**	**(14)**
Contratti per differenza a due vie	350	(11)	-	(11)
Altri derivati su energia	31	10	13	(3)
Totale derivati su *commodity*	**381**	**(1)**	**13**	**(14)**

Si precisa che il Gruppo analizza i contratti di compravendita di energia elettrica conclusi, al fine di individuare se gli stessi si qualifichino come un contratto derivato da valutare ai sensi dello IAS 39 o se lo stesso, pur non configurandosi come un contratto derivato, contenga eventuali derivati impliciti che debbano essere valutati ai sensi dello IAS 39. Al momento non sono emersi derivati impliciti da scorporare, mentre i contratti che si qualificano come derivati sono coerentemente valutati.

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2012	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre
Derivati *cash flow hedge*	**10**	**4**	**2**	**2**	**2**	**1**	**-**
Derivati attivi (*fair value* positivo)	10	4	2	2	1	1	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	-	-	-	-	-	-	-

Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2012 (al lordo delle relative imposte) che, a parità di altre condizioni, si sarebbe ottenuto a fronte di una variazione di +10% o di -10% dei prezzi delle *commodity* sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data.

Milioni di euro	-10%	*Fair value*	+10%
Contratti per differenza a due vie	16	2	(12)
Altri derivati su energia	11	8	7

Rischio di liquidità

La volatilità del mercato dei capitali può ostacolare o impedire le aziende industriali nell'ottenimento dei finanziamenti necessari a condurre le proprie attività.
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 Grup-

po 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 57% dell'indebitamento) sia verso terze parti (che rappresentano il 43% dell'indebitamento).
Al 31 dicembre 2012 il Gruppo Enel Green Power dispone complessivamente di circa 5.700 milioni di euro di *committed credit line* (utilizzate per circa 3.200 milioni) nonché di circa 700 milioni di euro di *cash o cash equivalent*.

Rischio di credito

Il Gruppo è caratterizzato da significative concentrazioni del credito verso entità del Gruppo Enel e verso soggetti pubblici e istituzionali. Al fine di minimizzare il rischio di credito, il Gruppo si avvale di una specifica *policy* di controllo e gestione, che prevede la valutazione del merito di credito delle controparti – in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni – e il monitoraggio costante e strutturato delle esposizioni di rischio, al fine di identificare rapidamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere.
Inoltre, al fine di mitigare l'esposizione al rischio di credito, il Gruppo fa ricorso alla acquisizione di garanzie bancarie e/o al *factoring*.
Nel corso del 2012, ai fini di una migliore gestione del rischio di credito e di altri minori, anche in considerazione del peggioramento dello scenario macroeconomico, il Gruppo ha effettuato alcune operazioni di cessione senza rivalsa di attività per certificati verdi a fronte delle quali si è spogliato della maggior parte dei rischi a esse associati, che pertanto sono state oggetto di rimozione contabile.

Un'indicazione quantitativa sintetica dell'esposizione massima al rischio di credito è desumibile dal valore contabile delle attività finanziarie espresse al lordo del relativo fondo svalutazione. Al 31 dicembre 2012 l'esposizione massima al rischio di credito ammonta a 1.425 milioni di euro (1.080 milioni di euro al 31 dicembre 2011) ed è composta come di seguito dettagliato (per maggiori dettagli si rinvia alle relative note di commento).

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Crediti finanziari e titoli a medio-lungo termine	269	279	(10)
Attività finanziarie non correnti	74	56	18
Altre attività non correnti	83	53	30
Crediti commerciali	571	529	42
Crediti finanziari e titoli a breve termine	421	153	268
Altre attività finanziarie correnti	7	10	(3)
Totale	**1.425**	**1.080**	**345**

4

Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento al 31 dicembre 2012, rispetto all'esercizio precedente, ha subíto alcune modifiche in conseguenza delle seguenti principali operazioni.

2011

Acquisizioni da terzi - Estero

Sociedad Eólica de Andalucía
Il Gruppo ha incrementato la propria partecipazione in SEA, passando dal 46,67% (precedentemente rilevata con il metodo del patrimonio netto) al 63,34%.

Sociedade Térmica Portuguesa (TP)
Enel Green Power España, attraverso la sua controllata Finerge, ha acquisito un'ulteriore quota del 50% in Sociedade Térmica Portuguesa, divenendo così l'unico azionista

della società portoghese. Con questa acquisizione il Gruppo ha incrementato la sua partecipazione in TP passando dal 50% (precedentemente rilevata con il metodo proporzionale) al 100%.

Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER)

In data 30 maggio 2011, Enel Green Power SpA (EGP) e la sua controllata Enel Green Power España SL (EGPE) hanno finalizzato l'accordo firmato con Gas Natural SDG SA (GN) per la suddivisione (*break-up*) degli *asset* di EUFER SA (EUFER), *joint venture* paritetica tra EGPE e Gas Natural Fenosa, al verificarsi di una serie di condizioni sospensive previste dall'accordo stipulato in data 30 luglio 2010.

Il *break-up* di EUFER è stato finalizzato mediante la riduzione di una quota del 50% del suo capitale realizzata attraverso la cessione a GN di una parte degli *asset* di EUFER. In particolare, le attività di EUFER sono state suddivise in due parti valutate come sostanzialmente equivalenti in termini di valore, EBITDA, capacità installata e *mix* di rischio e tecnologia. Una parte è stata assegnata a GN (di seguito Lotto 2), mentre EGPE ha mantenuto l'altra parte (di seguito Lotto 1) divenendo azionista unico di EUFER.

In conformità con l'accordo menzionato, EGPE e GN hanno ricevuto ciascuna oltre 500 MW di capacità installata (tra cui eolico, mini-idro e cogenerazione) e una *pipeline* di progetti eolici, solari termici e a biomasse di circa 800 MW. Il debito finanziario netto di EUFER è stato suddiviso in modo equilibrato tra EGPE e GN.

L'accordo si configura come l'acquisto da parte di EGPE di un'ulteriore quota del 50% di EUFER da GN con conseguente ottenimento del controllo della società, e quindi di una *step acquisition*, dietro trasferimento di un corrispettivo non monetario, ovvero del 50% del Lotto 2 assegnato a GN.

Altre minori

Nel corso del 2011 Enel Green Power ha acquistato partecipazioni in Italia in Tecnoservice per un importo di 1,4 milioni di euro (con un impatto sull'avviamento di 1 milione di euro) e in IRIS 2006 per un importo di 9 milioni di euro (con un impatto sull'avviamento di 3 milioni di euro). Inoltre il Gruppo ha ceduto in Spagna la partecipazione in Aldehuelas (21 milioni di euro).

Enel Green Power ha, inoltre, pagato *success fee* relativi ai progetti rientranti nel perimetro di Enel Green Power Hellas (61 milioni di euro) e di Enel Green Power Romania (38 milioni di euro).

Infine sono stati acquistati, negli Stati Uniti, i progetti eolici di Caney River e Rocky Ridge per un importo totale di 15 milioni di euro. L'*excess cost* riconosciuto è stato allocato sulle immobilizzazioni immateriali e materiali.

2012

Acquisizioni

Di seguito si riportano le principali informazioni sulle operazioni di aggregazione aziendale avvenute nel 2012. Si precisa che per ciascuna di esse il Gruppo procederà all'identificazione del *fair value* delle attività e passività acquisite, nonché delle passività potenziali assunte, entro i dodici mesi successivi alla data dell'acquisizione.

Pipeline Kafireas

Milioni di euro	
Immobili, impianti e macchinari	-
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	32
Altre attività correnti e non	-
Passività correnti	(31)
Totale attività nette acquisite	**1**
Avviamento	57
Valore dell'operazione (1)	**58**
Disponibilità liquide	**(32)**
Effetto cassa	**(22)** (2)
Ancora da versare	**-**

(1) Inclusi oneri accessori.
(2) Al netto del prezzo corrisposto per l'acquisizione del 30% del capitale nel 2008 e degli acconti già versati nel 2011 (per complessivi 34 milioni di euro) e della quota ancora da versare (14 milioni di euro).

Nel corso del primo semestre 2012, a seguito del raggiungimento delle *milestone* tecniche contrattualmente fissate e in forza di un *amendment* contrattuale concluso con il *partner* greco, sviluppatore delle iniziative riconducibili al progetto Elica II, il Gruppo ha acquisito – per il tramite della controllata Enel Green Power Hellas – un pacchetto azionario del 50% nelle otto società dell'iniziativa eolica Kafireas. Attraverso l'acquisto di tale quota del capitale sociale, che si aggiunge alla porzione precedentemente detenuta pari al 30%, il Gruppo ha acquisito anche il pieno controllo in tali società, configurando una *step acquisition* ai sensi dell'IFRS 3.

In forza di tali eventi, e a partire dal 29 giugno 2012, data del nuovo accordo, tali società sono state, pertanto, consolidate integralmente laddove le stesse erano invece

iscritte fra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto fino al 31 dicembre 2011.
Gli effetti di tale operazione hanno condotto alla rilevazione, in via provvisoria, di un avviamento di 57 milioni di euro, determinato come differenza tra:

(i) la somma del corrispettivo dell'operazione (pari a 39 milioni di euro), del *fair value* dell'interessenza del 30% già precedentemente detenuta (pari 19 milioni di euro) e la valorizzazione delle interessenze non di controllo (pari a zero), e
(ii) il *fair value* provvisorio delle attività nette acquisite (pari a 1 milione di euro).

Si evidenzia, inoltre, come la rimisurazione al *fair value* dell'interessenza già detenuta precedentemente alla stipula dell'operazione, ai sensi dell'IFRS 3, non abbia prodotto impatti economici significativi.

Infine, si precisa che, per tale operazione, la valorizzazione delle interessenze non di controllo è effettuata in proporzione al valore delle attività nette acquisite.

Stipa Nayaa

Milioni di euro	
Immobili, impianti e macchinari	113
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	-
Altre attività correnti e non	18
Passività correnti	(6)
Totale attività nette acquisite	**125**
Avviamento	14
Valore dell'operazione (1)	**139**
Disponibilità liquide	**-**
Effetto cassa	**120** (2)
Ancora da versare	**-**

(1) Inclusi oneri accessori.
(2) Al netto degli acconti già versati nel 2011 (19 milioni di euro) ed effetti cambio.

A fine giugno si è concluso l'accordo per l'acquisizione del primo impianto eolico in Messico, Bii Nee Stipa II, detenuto dalla società Stipa Nayaa. L'impianto, che sfrutta l'eccellente risorsa eolica propria dell'Istmo di Tehuantepec (nello Stato messicano di Oaxaca), ha un fattore di producibilità potenziale di circa il 40%, riuscendo a produrre, a regime, più di 250 milioni di kWh annui, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 100.000 tonnellate di CO_2 l'anno.
Sviluppato e costruito da Gamesa, l'impianto è composto da 37 turbine eoliche da 2 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 74 MW.
Attraverso l'operazione, il Gruppo Enel Green Power ha rilevato l'intero capitale sociale di Stipa Nayaa, acquisendone il controllo. L'operazione si configura come un'aggregazione aziendale ed è stata trattata in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3.

Eólica Zopiloapan

Milioni di euro	
Immobili, impianti e macchinari	105
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	-
Altre attività correnti e non	15
Passività correnti	(8)
Totale attività nette acquisite	**112**
Avviamento	14
Valore dell'operazione (1)	**126**
Disponibilità liquide	**-**
Effetto cassa	**-**
Ancora da versare	**126**

(1) Inclusi oneri accessori.

A far data dal 14 dicembre 2012, si è concluso l'accordo per l'acquisizione del secondo impianto eolico in Messico, Bii Nee Stipa III, detenuto dalla società Eólica Zopiloapan, sempre nello Stato di Oaxaca. Sviluppato e costruito da Gamesa, l'impianto è composto da 35 turbine eoliche da 2 MW ciascuna.
Attraverso l'operazione il Gruppo Enel Green Power ha rilevato l'intero capitale sociale di Eólica Zopiloapan, acquisendone il controllo. L'operazione si configura come un'aggregazione aziendale ed è stata trattata in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3.

Trade Wind Energy

Il Gruppo ha incrementato la propria partecipazione in Trade Wind Energy (TWE), passando dal 41,2% (precedentemente consolidato con il metodo del patrimonio netto) al 100%.
La seguente tabella dà evidenza della rimisurazione al *fair value,* alla data di acquisizione effettuata in via definitiva, del valore dell'attivo netto acquistato (pari al 58,8%) di TWE.

Milioni di euro	Valore contabile	Rettifiche *fair value*	*Fair value*
Attività non correnti	6	28	34
Cassa e disponibilità liquide	17	-	17
Altre attività correnti	8	-	8
Passività correnti	(1)	-	(1)
Totale attività nette acquisite	**30**	**28**	**58**
Patrimonio netto di terzi (41,2%)	**12**	**12**	**24**
ATTIVO NETTO CONSOLIDATO (58,8%)	**18**	**16**	**34**
di cui *negative goodwill*			(11)
Valore dell'operazione			**23**
Disponibilità liquide			**17**
Effetto cassa			**6**
- di cui pagato			1
- di cui ancora da versare			5

Tale operazione ha comportato, quindi, la rimisurazione *pro quota* (41,2%) al *fair value* delle attività nette possedute in TWE precedentemente all'acquisizione del controllo della stessa per 12 milioni di euro, effetto rilevato, in base all'IFRS 3/*Revised*, a Conto economico.
A seguito di tale operazione è stato risolto l'accordo con i *partner* della società TWE che ha determinato la cancellazione del debito per *success fee*, iscritto nell'esercizio precedente nell'ambito dell'acquisizione del progetto Caney River, pari a 31 milioni di euro.

Acquisizioni minori
Nel corso del 2012 il Gruppo ha acquistato un'ulteriore quota di controllo nelle partecipazioni in Iberia in Sociedad Eólica Los Lances per un importo di 5 milioni di euro (con un impatto sull'avviamento di 4 milioni di euro) e in SEA per 1 milione di euro (con un impatto sull'avviamento di 1 milione di euro).
Si evidenzia, inoltre, che sono state riconosciute *success fee* per 29 milioni di euro, relativamente all'acquisizione di progetti fotovoltaici in Italia e in Grecia.

5

Informativa per area di attività

Si evidenzia che in data 8 marzo 2010 il Gruppo Enel Green Power si è dotato di una nuova struttura organizzativa che prevede, tra l'altro, la riorganizzazione delle aree geografiche in:
> Italia ed Europa;
> Iberia e America Latina;
> Nord America.

È inoltre presente una struttura dedicata a *Retail*, con responsabilità autonome rispetto all'area Italia ed Europa.

I criteri per identificare i settori di attività attraverso i quali il Gruppo opera sono stati ispirati, tra l'altro, alle modalità attraverso le quali il più alto livello decisionale operativo rivede periodicamente i risultati del Gruppo ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e ai fini della valutazione dei risultati stessi.
In particolare, nelle tabelle che seguono sono stati identificati i settori operativi nei quali il Gruppo opera sia in Italia sia all'estero e gli indicatori utilizzati dal management del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011 riclassificato.
Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione nella Relazione sulla gestione.

Risultati per area di attività del 2012

Milioni di euro

	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	*Retail*	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	1.381	792	300	215	-	**2.688**
Ricavi intersettoriali	52	5	-	-	(57)	**-**
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**1.433**	**797**	**300**	**215**	**(57)**	**2.688**
Totale costi	462	300	103	202	(57)	**1.010**
Ammortamenti e perdite di valore	390	225	81	10	-	**706**
di cui perdite di valore e ripristini	*8*	*43*	-	*9*	-	***60***
Utile operativo	**581**	**272**	**116**	**3**	**-**	**972**
Investimenti	**773**	**339**	**145**	**-**	**-**	**1.257**

Risultati per area di attività del 2011

Milioni di euro

	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	*Retail*	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	1.216	880	183	248	-	**2.527**
Ricavi intersettoriali	34	1	-	79	(114)	**-**
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**1.250**	**881**	**183**	**327**	**(114)**	**2.527**
Totale costi	381	308	76	293	(114)	**944**
Ammortamenti e perdite di valore	424	197	52	(3)	-	**670**
di cui perdite di valore e ripristini	-	*3*	*6*	*(3)*	-	***6***
Utile operativo	**445**	**376**	**55**	**37**	**-**	**913**
Investimenti	**970**	**280**	**307**	**-**	**-**	**1.557**

Variazione

Milioni di euro

	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	*Retail*	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi, incluso effetto gestione rischio *commodity*	165	(88)	117	(33)	-	**161**
Ricavi intersettoriali	18	4	-	(79)	57	**-**
Ricavi totali, incluso effetto gestione rischio *commodity*	**183**	**(84)**	**117**	**(112)**	**57**	**161**
Totale costi	81	(8)	27	(91)	57	**66**
Ammortamenti e perdite di valore	(34)	28	29	13	-	**36**
di cui perdite di valore e ripristini	*8*	*40*	*(6)*	*12*	-	***54***
Utile operativo	**136**	**(104)**	**61**	**(34)**	**-**	**59**
Investimenti	**(197)**	**59**	**(162)**	**-**	**-**	**(300)**

Le seguenti tabelle rappresentano la riconciliazione tra attività e passività per area di attività e quelle esposte nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Totale attività	**16.124**	**14.953**	**1.171**
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	(1.104)	(847)	(257)
Attività di natura fiscale	(360)	(367)	7
Altre attività	(1.461)	(1.346)	(115)
Attività operative [1]	**13.199**	**12.393**	**806**
Totale passività	**8.152**	**7.215**	**937**
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	(5.793)	(5.019)	(774)
Passività di natura fiscale	(628)	(692)	64
Altre passività	(46)	(43)	(3)
Passività operative	**1.685**	**1.461**	**224**

(1) Le attività operative riferite al perimetro riclassificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 4 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (non presenti al 31 dicembre 2012).

Al 31 dicembre 2012

Milioni di euro	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	*Retail*	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Immobili, impianti e macchinari	6.551	3.032	1.295	-	-	**10.878**
Attività immateriali	150	982	127	1	-	**1.260**
Crediti commerciali	459	176	22	42	(128)	**571**
Altro	273	152	39	34	(8)	**490**
Attività operative	**7.433**	**4.342**	**1.483**	**77**	**(136)**	**13.199**
Debiti commerciali	620	447	42	73	(112)	**1.070**
Fondi diversi	58	32	11	2	-	**103**
Altro	306	171	53	3	(21)	**512**
Passività operative	**984**	**650**	**106**	**78**	**(133)**	**1.685**

Al 31 dicembre 2011

Milioni di euro	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	*Retail*	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Immobili, impianti e macchinari [1]	6.197	2.723	1.252	-	-	**10.172**
Attività immateriali	142	1.045	111	1	-	**1.299**
Crediti commerciali	369	135	18	71	(64)	**529**
Altro	207	125	22	42	(3)	**393**
Attività operative	**6.915**	**4.028**	**1.403**	**114**	**(67)**	**12.393**
Debiti commerciali	650	294	56	89	(56)	**1.033**
Fondi diversi	54	36	8	3	-	**101**
Altro	164	72	85	12	(6)	**327**
Passività operative	**868**	**402**	**149**	**104**	**(62)**	**1.461**

(1) Le attività operative riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" sono pari a 4 milioni di euro al 31 dicembre 2011 e si riferiscono agli Immobili, impianti e macchinari dell'area Iberia e America Latina.

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi e proventi

6.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 2.565 milioni*

Milioni di euro

	2012	*di cui con parti correlate*	2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Energia	2.308	*1.179*	1.995	*1.130*	313
Altre vendite e prestazioni	257	*46*	258	*46*	(1)
Totale	**2.565**		**2.253**		**312**

I ricavi per "Energia" si riferiscono per 1.642 milioni di euro alla vendita di energia (1.509 milioni di euro nel 2011) e per 666 milioni di euro a certificati verdi e altre forme di incentivi (486 milioni di euro nel 2011).
La variazione positiva dei ricavi relativi alla vendita di energia rispetto all'esercizio precedente, pari a 313 milioni di euro, è riferibile principalmente alla crescita della produzione e dei ricavi medi di vendita (133 milioni di euro) e all'aumento dei ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi (180 milioni di euro).
La variazione positiva dei ricavi relativi a certificati verdi e altre forme di incentivi rispetto all'esercizio precedente, pari a 180 milioni di euro, è dovuta principalmente alla maggiore produzione incentivata in Italia (31 milioni di euro), nel resto d'Europa (59 milioni di euro) e in Iberia (53 milioni di euro), e ai ricavi da *tax partnership* in Nord America (38 milioni di euro).
La quota della voce in oggetto riferibile alle parti correlate nel 2012 è relativa principalmente alla vendita di energia al Gestore dei Mercati Energetici (GME) per 471 milioni di euro (469 milioni di euro nel 2011), al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per 259 milioni di euro (85 milioni di euro nel 2011) e a Enel Produzione per 117 milioni di euro (1 milione di euro nel 2011), a contratti bilaterali con Enel Trade per 254 milioni di euro (538 milioni di euro nel 2011) e alla vendita dei titoli di efficienza energetica a Enel Distribuzione per 40 milioni di euro (39 milioni di euro nel 2011).

I ricavi per "Altre vendite e prestazioni" sono sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente. La voce si riferisce principalmente ai ricavi derivanti dall'attività *retail* di Enel.si, pari a 215 milioni di euro (248 milioni di euro nel 2011), che diminuiscono per effetto della riduzione dei prezzi dei pannelli e del materiale fotovoltaico, e ai ricavi derivanti dall'avvio della vendita dei pannelli fotovoltaici prodotti da 3SUN, pari a 33 milioni di euro (1 milione di euro nel 2011).

6.b Altri ricavi e proventi - *Euro 131 milioni*

Gli "Altri ricavi e proventi", pari a 131 milioni di euro (286 milioni di euro nel 2011), sono principalmente riferibili all'area Nord America per 75 milioni di euro, alla Capogruppo per 23 milioni di euro e all'area Iberia e America Latina per 22 milioni di euro. Gli altri ricavi relativi all'area Nord America si riferiscono principalmente alla cancellazione del debito per *success fee* iscritto nell'esercizio precedente per l'acquisizione del progetto Caney River (31 milioni di euro) a seguito di accordi con i *partner*, alla rimisurazione al *fair value* delle attività e delle passività della società Trade Wind Energy (21 milioni di euro), per la quale si sono modificati i requisiti relativi al controllo, e alla dismissione di immobilizzazioni materiali (10 milioni di euro).
La riduzione di 155 milioni di euro è riconducibile all'effetto della rilevazione, nel primo semestre 2011, dei proventi non ricorrenti realizzati in Iberia e in Nord America, per complessivi 181 milioni di euro. Al netto di tale effetto, gli altri ricavi registrano un incremento di 26 milioni di euro.

Costi

7.a Materie prime e materiali di consumo - *Euro 371 milioni*

Milioni di euro

	2012	*di cui con parti correlate*	2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Materiali	242	*22*	310		(68)
Energia elettrica	74	*12*	71	*30*	3
Combustibili e gas	55		50	*4*	5
Totale	**371**		**431**		**(60)**
- di cui capitalizzati	*(73)*		*(95)*		*22*

I costi per acquisto di "Materiali", in riduzione di 68 milioni di euro, includono principalmente gli acquisti di materiale fotovoltaico da parte di Enel.Si per la rivendita (133 milioni di euro, in diminuzione di 123 milioni di euro rispetto al 2011), di materiali per la produzione di pannelli fotovoltaici prodotti da 3SUN (30 milioni di euro, non operativa nel 2011) e di materiali vari principalmente destinati al mantenimento e alla manutenzione degli impianti di produzione da parte della Capogruppo (pari a 70 milioni di euro, in aumento di 26 milioni di euro).

I costi per acquisto di "Energia elettrica", in linea con l'esercizio precedente, si riferiscono principalmente all'energia acquistata a Panama nell'ambito del contratto di vendita di energia (40 milioni di euro, in diminuzione di 9 milioni di euro rispetto al 2011) e all'energia elettrica acquistata per il funzionamento dei servizi ausiliari di centrale, direttamente o indirettamente connessi alla produzione di energia elettrica e ai servizi di illuminazione e di forza motrice (18 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2011).

I costi per acquisto di "Combustibili e gas" si riferiscono principalmente agli impianti di cogenerazione delle società spagnole e presentano una variazione in aumento di 5 milioni di euro rispetto al 2011.

Si segnala che la voce evidenzia un decremento dei costi per materie prime e materiali di consumo capitalizzati (22 milioni di euro) riferibile principalmente a costi per la realizzazione di nuovi impianti.

7.b Servizi - *Euro 431 milioni*

Milioni di euro

	2012	*di cui con parti correlate*	2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Manutenzioni e riparazioni	92		87		5
Costi per godimento beni di terzi	83	*9*	64	*6*	19
Costi di trasmissione	25		22		3
Altri costi per servizi	231	*81*	179	*93*	52
Totale	**431**		**352**		**79**

I costi per "Manutenzioni e riparazioni" si incrementano di 5 milioni di euro, come conseguenza della maggiore capacità installata rispetto al 2011, in particolare in Romania (+229 MW), in Nord America (+229 MW) e in Italia (+127 MW).

I "Costi per godimento beni di terzi", in aumento di 19 milioni di euro, si riferiscono principalmente a canoni per derivazione acqua della Capogruppo (42 milioni di euro, in aumento di 9 milioni rispetto al 2011) e a costi per affitti e locazioni di terreni relativi a nuovi impianti eolici in Spagna (19 milioni di euro, in aumento di 6 milioni di euro rispetto al 2011).

Gli "Altri costi per servizi" accolgono principalmente:

> i costi generali indirettamente connessi alla produzione, in parte regolati da contratti con il Gruppo Enel (per

76 milioni di euro, in diminuzione di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente);

> i premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi (34 milioni di euro, in aumento di 10 milioni di euro rispetto al 2011);

> i corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche e consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale (28 milioni di euro, in aumento di 4 milioni di euro rispetto al 2011);

> i costi per servizi connessi al personale, principalmente spese di viaggio e trasferte (22 milioni di euro, in aumento di 6 milioni di euro rispetto al 2011);

> costi di trasporto, immagazzinaggio e deposito (11 milioni di euro, in aumento di 4 milioni di euro rispetto al 2011).

7.c Costo del personale - *Euro 242 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Salari e stipendi	178	160	18
Oneri sociali	42	38	4
TFR e altri benefíci ai dipendenti	8	7	1
Altri costi	14	8	6
Totale	**242**	**213**	**29**
- di cui capitalizzati	*(61)*	*(25)*	*(36)*

L'incremento del costo del personale riflette principalmente il maggior costo medio e la maggiore consistenza media dell'esercizio per effetto della crescita fisiologica, in Italia ed Europa (in aumento di 147 unità rispetto al 2011) e in Iberia e America Latina (in aumento di 88 unità rispetto al 2011).

La voce evidenzia maggiori capitalizzazioni per 36 milioni di euro, dovuti principalmente a personale dipendente impiegato nella progettazione e realizzazione degli impianti.

In particolare, si segnala che il Gruppo ha intrapreso un'attività di riorganizzazione, in ottica di integrazione ed efficientamento, relativa alle funzioni di *staff* e al Gruppo, come descritto nella sezione "Risorse umane e organizzazione" della Relazione sulla gestione.

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 2012.

	Consistenza media			Consistenza
	2012	2011	2012-2011	**al 31.12.2012**
Dirigenti	88	80	8	79
Quadri	525	494	31	557
Impiegati	1.621	1.506	115	1.687
Operai	1.124	1.045	79	1.189
Totale	**3.358**	**3.125**	**233**	**3.512**

7.d Ammortamenti e perdite di valore - *Euro 706 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	549	526	23
Ammortamento attività immateriali	84	58	26
Impairment avviamento	13	70	(57)
Perdite di valore	60	16	44
Totale	**706**	**670**	**36**

La voce "Ammortamento immobili, impianti e macchinari" si incrementa di 23 milioni di euro per effetto dell'entrata in esercizio della fabbrica di pannelli fotovoltaici della controllata 3SUN (31 milioni di euro) e di nuovi impianti (36 milioni di euro), parzialmente compensato dall'effetto positivo della rivisitazione della vita utile degli impianti eolici (44 milioni di euro) e dell'introduzione della legge 134/2012 sugli impianti idroelettrici in Italia (10 milioni di euro), come precedentemente descritto nella Nota 1, paragrafo "Immobili, impianti e macchinari".

L'incremento della voce "Ammortamento attività immateriali", pari a 26 milioni di euro, riflette principalmente l'aumento degli ammortamenti delle attività immateriali delle società spagnole (17 milioni di euro).

La voce *"Impairment* avviamento", in riduzione di 57 milioni di euro rispetto al 2011, include la svalutazione (13 milioni di euro) di una specifica attività, acquisita nel 2010 e localizzata in Nord America, dedicata allo sviluppo di progetti per la produzione di energia da fonte rinnovabile, affetta da incertezze che ne limitano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa della *cash generating unit* (CGU) e che pertanto è stata oggetto di autonoma svalutazione. Si evidenzia tra l'altro che nel corso dell'esercizio sono venute meno le condizioni per il riconoscimento di *success fee* accordate al momento dell'acquisizione e che pertanto la relativa passività è stata cancellata; il relativo provento, pari a 4 milioni di euro, è iscritto negli "Altri ricavi e proventi".

La variazione della voce "Perdite di valore", pari a 44 milioni di euro, si riferisce per 25 milioni di euro a perdite di valore su attività materiali e immateriali, principalmente relative a costi di sviluppo per progetti rinunciati, e per 19 milioni di euro a svalutazioni di crediti.

7.e Altri costi operativi - *Euro 128 milioni*

Milioni di euro

	2012	*di cui con parti correlate*	2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Imposte e tasse	36		31		5
Contributi	27		26		1
Altri oneri diversi di gestione	65	*27*	11	*1*	54
Totale	**128**		**68**		**60**

La voce "Imposte e tasse" include i costi per l'Imposta Municipale Unica (IMU) e altre imposte e tasse minori connesse all'operatività nel settore dell'energia elettrica.
La voce "Contributi" accoglie i contributi riconosciuti a Comuni, Province e Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le parti.

La voce "Altri oneri diversi di gestione" registra un incremento di 54 milioni di euro principalmente per l'acquisto di certificati di efficienza energetica (35 milioni di euro) e per la rilevazione di minusvalenze da alienazione di attività materiali (6 milioni di euro).

8. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* - *Euro (8) milioni*

Milioni di euro

	2012	*di cui con parti correlate*	2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Proventi realizzati su derivati	**11**		**7**		**4**
CFH - copertura prezzo *commodity*	11	*11*	7	*7*	4
Proventi da valutazione	**2**		**-**		**2**
Di *trading* - non copertura su prezzo *commodity*	2		-		2
Totale proventi da gestione rischio *commodity*	**13**		**7**		**6**
Oneri realizzati su derivati	**(16)**		**(17)**		**1**
CFH - copertura prezzo *commodity*	(16)	*(16)*	(17)	*(16)*	1
Oneri da valutazione	**(5)**		**(2)**		**(3)**
CFH - copertura prezzo *commodity*	(5)		(2)		(3)
Totale oneri da gestione rischio *commodity*	**(21)**		**(19)**		**(2)**
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**(8)**		**(12)**		**4**

I "Proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*" si riferiscono per 5 milioni di euro a oneri netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio (10 milioni di euro nel 2011) e per 3 milioni di euro a oneri netti da valutazione (2 milioni di euro nel 2011).

I contratti in Italia sono posti in essere prevalentemente con la correlata Enel Trade SpA per la parte relativa alla *commodity* e con Enel SpA per la copertura del rischio connesso alla differenza cambi, in quanto alcuni contratti di copertura con Enel Trade SpA sono stipulati in dollari.

9. Proventi/(Oneri) finanziari netti - *Euro (230) milioni*

Milioni di euro

	2012	*di cui con parti correlate*	2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Differenze positive di cambio	104		94		10
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	27	*4*	33	*2*	(6)
Proventi da strumenti finanziari derivati	2		1	*1*	1
Totale proventi finanziari	**133**		**128**		**5**
Differenze negative di cambio	104		93		11
Interessi e altri oneri da passività finanziarie	247		177		70
- finanziamenti a lungo termine	*207*	*117*	*148*	*90*	*59*
- finanziamenti a breve termine	*39*	*35*	*48*	*35*	*(9)*
- altri oneri finanziari	*25*		*16*		*9*
- oneri finanziari capitalizzati	*(24)*		*(35)*		*11*
Oneri da strumenti finanziari derivati	12	*8*	21	*14*	(9)
Totale oneri finanziari	**363**		**291**		**72**
Proventi/(oneri) finanziari netti	**(230)**		**(163)**		**(67)**

La voce "Interessi e altri oneri da passività finanziarie" registra un incremento di 70 milioni di euro dovuto principalmente:

> al consolidamento delle linee di credito concesse a fine 2011 e successive nuove erogazioni nel 2012 di linee di credito a tasso fisso principalmente concesse da Enel Finance International NV a Enel Green Power International BV;

> all'incremento, nel corso del 2012, degli *spread* sui finanziamenti concessi a tasso variabile a 3 e 6 mesi, parametri ai quali sono agganciati i finanziamenti a tasso variabile;

> all'accensione di nuovi prestiti a medio e lungo termine relativi al piano di sviluppo.

La riduzione della voce "Interessi e altri proventi da attività finanziarie" (pari a 6 milioni di euro) riflette principalmente la diminuzione della liquidità disponibile nel corso del 2012 nonché la riduzione del tasso base (Euribor, Libor) in coerenza con le condizioni di mercato.

10. Quota proventi/(oneri) netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 47 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Proventi da partecipazioni in società collegate	74	55	19
Oneri da partecipazioni in società collegate	(27)	(9)	(18)
Totale	**47**	**46**	**1**

I "Proventi da partecipazioni in società collegate" si riferiscono principalmente alle quote di utili della collegata LaGeo per 34 milioni di euro (18 milioni di euro nel 2011) e delle società collegate in Iberia per 33 milioni di euro (27 milioni di euro nel 2011).

Gli "Oneri da partecipazioni in società collegate" accolgono principalmente le perdite delle società collegate in Nord America per 23 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2011).

11. Imposte - *Euro 298 milioni*

Milioni di euro

	2012	2011	2012-2011
Imposte correnti	296	336	(40)
Imposte differite/(anticipate)	7	(48)	55
Rettifiche relative a esercizi precedenti	(5)	(6)	1
Totale	**298**	**282**	**16**

Le "Imposte", pari a 298 milioni di euro, evidenziano un incremento di 16 milioni di euro, principalmente per la quota relativa alle società italiane.
Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato.

Milioni di euro

	2012		2011	
Risultato *ante* imposte	789	-	796	-
Imposte teoriche	**217**	**27,5%**	**219**	**27,5%**
Addizionale Ires	49	6,2 %	52	6,5 %
Irap	30	3,8 %	30	3,8 %
Effetto aliquote locali	4	0,5 %	(11)	-1,4%
Differenze permanenti e partite minori	(2)	-0,3%	(8)	-1,0%
Imposte effettive	**298**	**37,8%**	**282**	**35,4%**

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

12. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 10.878 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2011 e 2012 sono di seguito esposti.

Milioni di euro

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Beni in *leasing*	Altri beni	Attività materiali in corso e acconti	**Totale**
Costo storico	1.322	9.735	52	112	1.556	12.777
Fondo ammortamento	(333)	(3.783)	(6)	(84)	-	(4.206)
Consistenza al 01.01.2011	**989**	**5.952**	**46**	**28**	**1.556**	**8.571**
Investimenti	12	252	4	16	1.252	1.536
Passaggi in esercizio	28	833	172	11	(1.044)	-
Ammortamenti e perdite di valore	(31)	(490)	(9)	(10)	-	(540)
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	-	35	35
Fondo smantellamento	5	6	-	-	7	18
Differenze di cambio	2	43	-	-	16	61
Riclassifica da immobili posseduti per la vendita	-	50	-	-	-	50
Variazione perimetro di consolidamento	16	350	-	5	81	452
Dismissioni e altri movimenti	3	(4)	(1)	1	(10)	(11)
Totale variazioni	**35**	**1.040**	**166**	**23**	**337**	**1.601**
Costo storico	1.384	11.339	228	144	1.897	14.992
Fondo ammortamento	(361)	(4.351)	(16)	(92)	-	(4.820)
Consistenza al 31.12.2011	**1.023**	**6.988**	**212**	**52**	**1.897**	**10.172**
Investimenti	26	141	2	9	1.048	1.226
Passaggi in esercizio	37	1.097	3	1	(1.138)	-
Ammortamenti e perdite di valore	(40)	(503)	(9)	(14)	(12)	(578)
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	-	24	24
Fondo smantellamento	-	9	-	-	2	11
Differenze di cambio	(4)	(53)	-	(1)	(15)	(73)
Variazione perimetro di consolidamento	1	215	-	-	8	224
Dismissioni	(3)	(38)	-	-	(63)	(104)
Altri movimenti	109	(79)	14	(1)	(67)	(24)
Totale variazioni	**126**	**789**	**10**	**(6)**	**(213)**	**706**
Costo storico	1.576	12.523	245	152	1.682	16.178
Fondo ammortamento	(426)	(4.730)	(23)	(104)	-	(5.283)
Impairment	(1)	(16)	-	-	-	(17)
Consistenza al 31.12.2012	**1.149**	**7.777**	**222**	**48**	**1.682**	**10.878**

L'incremento della voce, pari a 706 milioni di euro, si riferisce principalmente all'effetto combinato degli investimenti del periodo (pari a 1.226 milioni di euro) e della variazione del perimetro (pari a 224 milioni di euro), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a 549 milioni di euro) e perdite di valore (pari a 29 milioni di

euro), dalle dismissioni (pari a 104 milioni di euro), operate principalmente dalla Capogruppo, e dalle differenze negative di cambio (pari a 73 milioni di euro).
Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2012 e del 2011. Tali investimenti, complessivamente pari a 1.226 milioni di euro nel 2012, sono in diminuzione rispetto al 2011 di 310 milioni di euro.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Impianti di produzione			
- Idroelettrici	127	146	(19)
- Eolici	686	948	(262)
- Geotermici	214	113	101
- Solari	188	235	(47)
- Biomassa	1	2	(1)
- Altri	3	89	(86)
Totale impianti di produzione	**1.219**	**1.533**	**(314)**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	7	3	4
Totale impianti di produzione	**1.226**	**1.536**	**(310)**

Gli investimenti operativi si riferiscono principalmente a impianti eolici in Italia ed Europa, in Iberia e America Latina e in Nord America (pari a 686 milioni di euro), a impianti geotermici in Italia e Nord America (pari a 214 milioni di euro), a impianti solari in Italia, Grecia e Romania (pari a 188 milioni di euro) e a impianti idroelettrici in Italia, Guatemala, Costa Rica e Nord America (pari a 127 milioni di euro).

In particolare, la voce "Variazione del perimetro di consolidamento" è riferibile principalmente all'acquisizione delle società messicane Stipa Nayaa (113 milioni di euro) e Zopiloapan (105 milioni di euro)

La voce "Terreni e fabbricati" si riferisce a terreni per 61 milioni di euro e a fabbricati per 1.088 milioni di euro.
Gli "Impianti e macchinari" al 31 dicembre 2011 includevano beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di 749 milioni di euro relativi agli impianti idroelettrici situati in Italia, con scadenza della concessione nel 2029. Per effetto dell'introduzione della legge 134/2012, già commentato nella Nota 1, al paragrafo "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana", tali beni non sono più classificati come beni gratuitamente devolvibili.

La voce "Beni in *leasing*" include beni in *leasing* relativi a impianti eolici che il Gruppo utilizza in Francia (con durata quindicennale), in Grecia (con durata decennale) e in Italia (con una durata di 18 anni) per un totale di 222 milioni di euro (212 milioni di euro al 31 dicembre 2011). La variazione dell'anno è correlata allo sviluppo degli impianti eolici in Italia per un importo di 10 milioni di euro.

Nella seguente tabella sono esposti i pagamenti minimi futuri dovuti per il *leasing* e il relativo valore attuale.

Milioni di euro	**al 31.12.2012**	
	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
2013	23	46
2014-2017	82	52
Oltre 2017	156	124
Totale	**261**	**222**
- di cui oneri finanziari	*39*	

Milioni di euro	al 31.12.2011	
	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
2012	25	43
2013-2016	73	44
Oltre 2016	157	125
Totale	**255**	**212**
- di cui oneri finanziari	*43*	

13. Attività immateriali - *Euro 1.260 milioni*

Milioni di euro

	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre immobilizzazioni immateriali in corso e contratti di vendita	**Totale**
Costo storico	234	810	1.044
Fondo ammortamento	(87)	(47)	(134)
Consistenza al 01.01.2011	**147**	**763**	**910**
Investimenti	13	8	21
Ammortamenti e perdite di valore	(54)	(8)	(62)
Variazione perimetro di consolidamento	19	3	22
Passaggi in esercizio	12	(12)	-
Riclassifica da attività immateriali possedute per la vendita	4	-	4
Differenze di cambio	(3)	6	3
Allocazione eccesso di costo	389	51	440
Dismissioni e altri movimenti	12	(51)	(39)
Totale variazioni	**392**	**(3)**	**389**
Costo storico	615	892	1.507
Fondo ammortamento	(76)	(132)	(208)
Consistenza al 31.12.2011	**539**	**760**	**1.299**
Investimenti	12	19	31
Ammortamenti e perdite di valore	(50)	(48)	(98)
Variazione perimetro di consolidamento	7	2	9
Differenze di cambio	(4)	(4)	(8)
Allocazione eccesso di costo/rimisurazione al *fair value*	5	30	35
Dismissioni e altri movimenti	(1)	(7)	(8)
Totale variazioni	**(31)**	**(8)**	**(39)**
Costo storico	621	934	1.555
Fondo ammortamento	(102)	(178)	(280)
Impairment	(13)	(2)	(15)
Consistenza al 31.12.2012	**506**	**754**	**1.260**

La riduzione della voce "Attività immateriali", pari a 39 milioni di euro, si riferisce principalmente agli ammortamenti (pari a 84 milioni di euro) e perdite di valore (pari a 14 milioni di euro), parzialmente compensata dagli investimenti realizzati in Italia ed Europa e Iberia e America Latina (31 milioni di euro) e dall'acquisizione del controllo al 100% della società Trade Wind Energy (28 milioni di euro), precedentemente detenuta al 41,2% e consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Si segnala che non esistono immobilizzazioni immateriali a vita utile indefinita.

14. Avviamento - *Euro 942 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2011							al 31.12.2012		
	Costo storico	*Impairment* cumulato	**Valore netto**	Acquisizioni/ *Develop/ success fee*	Effetto cambi	*"Purchase Price Allocation"*	Perdite di valore e altre variazioni	Costo storico	*Impairment* cumulato	**Valore netto**
Latin America	266	-	**266**	28	(6)	-	-	288	-	**288**
Enel Green Power España	407	(1)	**406**	6	-	(5)	-	408	(1)	**407**
Enel Green Power Hellas	70	(70)	**-**	73	-	-	-	143	(70)	**73**
Enel Green Power Romania	13	-	**13**	-	-	-	-	13	-	**13**
Enel Green Power Bulgaria	5	-	**5**	-	-	-	-	5	-	**5**
Enel Green Power France	25	-	**25**	-	-	(1)	-	24	-	**24**
Enel Green Power North America	124	(1)	**123**	-	(3)	-	(13)	121	(14)	**107**
Enel Green Power Sharp & Solar Energy	-	-	**-**	5	-	-	-	5	-	**5**
Acquisizioni Italia	20	-	**20**	-	-	-	-	20	-	**20**
Totale	**930**	**(72)**	**858**	**112**	**(9)**	**(6)**	**(13)**	**1.027**	**(85)**	**942**

La voce "Avviamento", pari a 942 milioni di euro, presenta un incremento di 84 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, riferibile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento conseguente all'acquisizione del controllo nelle società greche incluse nel progetto Kafireas precedentemente valutate con il metodo del patrimonio netto (57 milioni di euro), all'acquisizione delle società messicane Stipa Nayaa (14 milioni di euro) e Zopiloapan (14 milioni di euro) e ad altre acquisizioni minori in Grecia e Italia (20 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 prevedono la stima dei futuri flussi di cassa e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando *input* di mercato quali tassi e *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 decennale 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, dalla vita media utile residua degli *asset* o dalla durata delle concessioni.

In particolare, il *terminal value* è stato stimato come 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, a eccezione di quanto indicato successivamente.

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.

Di seguito vengono riportati la composizione del saldo degli avviamenti per società cui la CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	**al 31.12.2012**	Tasso di crescita (1)	Tasso di sconto WACC *pre-tax* (2)	Periodo esplicito flussi di cassa	*Terminal value* (3)	al 31.12.2011	Tasso di crescita (1)	Tasso di sconto WACC *pre-tax* (2)	Periodo esplicito flussi di cassa	*Terminal value* (3)
Latin America	288	3,40%	9,90%	5 anni	21 anni	266	3,50%	9,20%	5 anni	30 anni
Enel Green Power Hellas	73	2,00%	16,80%	5 anni	20 anni	-	2,20%	15,80%	10 anni	26 anni
Enel Green Power España	407	2,00%	8,40%	5 anni	17 anni	406	2,00%	8,30%	5 anni	16 anni
Enel Green Power Romania	13	2,40%	11,50%	5 anni	20 anni	13	2,90%	11,10%	5 anni	20 anni
Enel Green Power Bulgaria	5	3,00%	9,30%	10 anni	12 anni	5	2,50%	9,20%	10 anni	14 anni
Enel Green Power France	24	1,90%	7,80%	5 anni	18 anni	25	2,00%	7,90%	5 anni	20 anni
Enel Green Power North America	107	2,20%	7,70%	5 anni	20 anni	123	2,10%	7,80%	5 anni	21 anni
Acquisizioni Italia	25	2,00%	9,30%	10 anni	14-15 anni	20	2,00%	10,90%	10 anni	15-16 anni

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa 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. Tali anni stimati al 2011 sono stati oggetto di una rivisitazione puntuale nel corso del 2012.

Al 31 dicembre 2012, dagli *impairment test* effettuati, è emersa una perdita di valore relativa a una specifica attività localizzata in Nord America dedicata allo sviluppo di progetti per la produzione di energia da fonte rinnovabile, affetta da incertezze che ne limitano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa della CGU.

Analogamente, al 31 dicembre 2011, era stata identificata la perdita di valore connessa all'azzeramento dell'avviamento relativo alla CGU Enel Green Power Hellas (70 milioni di euro) in conseguenza di un incremento del rischio Paese fattorizzato nel tasso di sconto.

15. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 297 milioni ed euro (584) 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 31.12.2011	Incr./(Decr.) con imputaz. a Conto economico	Effetto cambi /Altri mov.	**al 31.12.2012**
Attività per imposte anticipate:				
- differenze di valore su immobilizzazioni e attività finanziarie	86	13	24	123
- valutazione strumenti finanziari	22	1	(6)	17
- accantonamenti per rischi e oneri da deducibilità differita	14	2	(1)	15
- *Tax Credit* (Nord America)	71	2	-	73
- perdite fiscalmente riportabili	49	4	(33)	20
- altre partite	81	4	(36)	49
Totale	**323**	**26**	**(52)**	**297**
Passività per imposte differite:				
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	179	34	(4)	209
- allocazione eccessi di costo a elementi dell'attivo	374	-	(2)	372
- valutazione strumenti finanziari	(2)	-	2	-
- altre partite	49	(1)	(45)	3
Totale	**600**	**33**	**(49)**	**584**

Le "Attività per imposte anticipate" al 31 dicembre 2012 sono pari a 297 milioni di euro, in diminuzione di 26 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 61 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene certa la loro recuperabilità.

Le "Passività per imposte differite" al 31 dicembre 2012 sono pari a 584 milioni di euro, in diminuzione di 16 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

16. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 533 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2011					**al 31.12.2012**	
	Valore	%	Acquisizioni/ (Dismissioni)	Altre variazioni	Impatto a Conto economico	**Valore**	%
LaGeo Sa de Cv	91	36,2%	-	(22)	34	103	36,2%
Terrae	11	15,0%	-	-	-	11	15,0%
Chisholm View Wind Project LLC	-		60	-	-	60	49,0%
Prairie Rose Wind LLC	-		48	-	-	48	49,0%
Altre Nord America (1)	36		-	(14)	(17)	5	
Collegate Enel Green Power Hellas (1)	168	30,0%	-	(34)	-	134	30,0%
Collegate Enel Green Power España (1)	171		-	(40)	30	161	
Altre minori	11		-	-	-	11	
Totale	**488**		**108**	**(110)**	**47**	**533**	

(1) Per il dettaglio delle 42 società partecipate, tutte al 30%, che hanno sede in Grecia, delle 34 società rientranti nel Gruppo Enel Green Power España e delle due società che hanno sede in Nord America, si rinvia all'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2012".

Le "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", pari a 533 milioni di euro, presentano un incremento di 45 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011. Le acquisizioni/dismissioni del periodo accolgono il costo di acquisto delle partecipazioni di minoranza in Chisholm View e Prairie Rose (108 milioni di euro) in Nord America. Le altre variazioni accolgono l'effetto del cambio del metodo di consolidamento da patrimonio netto a integrale delle società appartenenti al progetto Kafireas in Grecia (34 milioni di euro), della società Trade Wind Energy in Nord America (14 milioni di euro) e di alcune collegate in Enel Green Power España (3 milioni di euro), per le quali nel corso del 2012 Enel Green Power ha acquisito il controllo. Le altre variazioni includono altresì la distribuzione dei dividendi deliberati da LaGeo (18 milioni di euro) e dalle altre società collegate di Enel Green Power España (23 milioni di euro) e l'effetto cambio negativo.

Si precisa, peraltro, che la voce accoglie – nel caso delle società collegate di Enel Green Power Hellas – anche i corrispettivi già versati a titolo di *success fee* per 41 milioni di euro sulle iniziative in corso di sviluppo, Mani e Cicladi, nell'ottica della prospettica acquisizione di un ulteriore pacchetto del 50% in tali società, finalizzato all'ottenimento del controllo, all'eventuale raggiungimento di definite *milestone* tecniche stabilite contrattualmente.

Per le principali partecipazioni in imprese collegate vengono inoltre qui di seguito forniti i dati economici e patrimoniali.

Milioni di euro	**al 31.12.2012**				**2012**	
	Attivo non corrente	Attivo corrente	Passività non correnti	Passività correnti	Ricavi	Utile/ (Perdita)
Collegate Enel Green Power España	1.976	433	1.937	277	408	70
Collegate Enel Green Power Hellas	9	2	-	1	-	-
LaGeo Sa de Cv	243	170	18	49	197	94
Chisholm View	278	9	61	111	1	1
Prairie Rose	225	6	47	82	1	1

17. Attività finanziarie non correnti - *Euro 328 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Crediti finanziari a lungo termine verso terzi e verso collegate	269	*14*	279	*34*	(10)
Contratti derivati	6		10		(4)
Altre attività finanziarie	53		46		7
Totale	**328**		**335**		**(7)**

I "Crediti finanziari a lungo termine verso terzi e verso collegate", pari a 269 milioni di euro, registrano una riduzione di 10 milioni di euro, principalmente riconducibile all'effetto combinato della diminuzione dei finanziamenti erogati a società collegate di Enel Green Power España (pari a 24 milioni di euro), parzialmente compensato dall'aumento dei crediti della Capogruppo per la concessione di un finanziamento paritetico alla *joint venture* 3SUN (pari a 14 milioni di euro).

L'incremento della voce "Altre attività finanziarie", pari a 7 milioni di euro, è principalmente riconducibile al versamento dell'acconto per l'acquisto di una partecipazione nel progetto Talinay in Cile (pari a 27 milioni di euro) e all'incremento degli acconti per acquisto di partecipazioni da parte della Capogruppo (pari a 7 milioni di euro) relativi al progetto PowerCrop. Tale incremento è stato parzialmente compensato dall'effetto associato all'acquisto con conseguente consolidamento integrale della partecipazione Stipa Nayaa in Messico (come descritto nella Nota 4 "Principali variazioni dell'area di consolidamento"), con riferimento al quale, in esercizi precedenti, era stato versato un acconto pari a 19 milioni di euro.

La voce "Contratti derivati" accoglie il *fair value* attivo dei contratti derivati in essere alla data di bilancio in scadenza oltre l'esercizio successivo. Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* in essere suddivisi per tipologia di contratto.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*					
Commodity	33	31	6	10	(4)
Totale	**33**	**31**	**6**	**10**	**(4)**

I derivati su *commodity* si riferiscono a un contratto derivato su energia stipulato in Nord America con un *fair value* di 6 milioni di euro.

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

18. Altre attività non correnti - *Euro 83 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Crediti tributari	64	34	30
Depositi cauzionali attivi di natura operativa	2	2	-
Altri crediti diversi	17	17	-
Totale	**83**	**53**	**30**

La voce "Altre attività non correnti", pari a 83 milioni di euro, si incrementa di 30 milioni di euro per effetto dell'aumento dei crediti tributari. La voce accoglie crediti per IVA principalmente delle controllate 3SUN, Enel Latin America (Chile) ed Enel de Guatemala.

Attività correnti

19. Rimanenze - *Euro 64 milioni*

Le "Rimanenze", pari a 64 milioni di euro, sono sostanzialmente in linea rispetto al 31 dicembre 2011 (pari a 61 milioni di euro). La voce accoglie il valore dei pannelli riferiti alle attività *Retail* per 21 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2011), materiali e altre rimanenze della Capogruppo per 15 milioni di euro (14 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e della controllata Enel Green Power España per 16 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

20. Crediti commerciali - *Euro 571 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Vendita e trasporto energia	474	*203*	409	*260*	65
Altri crediti	97		120		(23)
Totale	**571**		**529**		**42**

I "Crediti commerciali", pari a 571 milioni di euro, aumentano di 42 milioni di euro per effetto di un incremento dei crediti per vendita energia, in linea con l'aumento dei relativi ricavi, e di una riduzione degli altri crediti.
Con riferimento ai crediti per certificati verdi si segnala che nel 2012 sono stati ceduti relativi crediti per energia prodotta nell'esercizio per complessivi 247 milioni di euro, di cui per 52 milioni di euro non si sono verificati i requisiti necessari alla relativa *derecognition*.
Di seguito la tabella sull'esigibilità dei crediti commerciali.

Milioni di euro

al 31.12.2012	Crediti commerciali terzi	*di cui con amministrazioni pubbliche*
Non scaduti/da emettere	180	*13*
Scaduti:		
- da 0 a 6 mesi	103	*21*
- da 6 mesi a 12 mesi	72	*3*
- da 12 mesi a 24 mesi	11	-
- oltre 24 mesi	2	-
Totale	**368**	***37***

21. Crediti tributari - *Euro 63 milioni*

I "Crediti tributari", pari a 63 milioni di euro, aumentano di 19 milioni di euro principalmente per l'aumento dei crediti delle controllate in Iberia e a Panama (26 milioni di euro).

22. Attività finanziarie correnti - *Euro 428 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Titoli	39		51		(12)
Contratti derivati	4	*3*	3		1
Ratei e risconti attivi finanziari correnti	2	*1*	7		(5)
Altri crediti finanziari	383	*366*	102	*19*	281
Totale	**428**		**163**		**265**

La voce "Titoli", pari a 39 milioni di euro, evidenzia una riduzione di 12 milioni rispetto al 2011, correlata alla variazione degli investimenti temporanei in titoli a breve termine, prevalentemente certificati di deposito.

La voce "Contratti derivati" accoglie il *fair value* positivo dei contratti derivati in essere alla data di bilancio e in scadenza entro l'esercizio successivo.

Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale e il "*fair value*" dei derivati in essere suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*	141	7	4	3	1
Commodity	141	7	4	3	1
Derivati di *trading*	-	6	-	-	-
Cambio	-	6	-	-	-
Totale	**141**	**13**	**4**	**3**	**1**

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2012 pari a 141 milioni di euro e il relativo *fair value* è pari a 4 milioni di euro.
Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

La voce "Altri crediti finanziari" evidenzia un aumento di 281 milioni di euro derivante principalmente dall'effetto dell'aumento del credito della finanziaria del Gruppo (Enel Green Power International BV) nei confronti della finanziaria del Gruppo Enel (pari a 320 milioni di euro) per i citati nuovi progetti in Nord America e in Messico, nonché l'aumento dei crediti della Capogruppo per la concessione di un finanziamento alla *joint venture* 3SUN (pari a 20 milioni di euro).
Tale effetto è parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti finanziari della controllata Enel Green Power North America verso le proprie collegate (57 milioni di euro).

23. Altre attività correnti - *Euro 344 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Crediti tributari	194		145		49
Anticipi a fornitori	29		17		12
Risconti attivi operativi correnti	49		38		11
Altri crediti diversi	72	*22*	75	*6*	(3)
Totale	**344**		**275**		**69**

L'incremento della voce "Crediti tributari" si riferisce principalmente alla posizione creditoria per IVA della Romania (98 milioni di euro) e del Messico (30 milioni di euro) per investimenti realizzati durante l'esercizio 2012.

24. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 333 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Depositi bancari e postali liberi	145	201	(56)
Depositi bancari e postali vincolati	188	148	40
Totale	**333**	**349**	**(16)**

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

La variazione sulla cassa vincolata (40 milioni di euro) riflette principalmente l'incasso di contributi agevolati a fronte dell'avvio di nuovi progetti.

Passivo

25. Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 7.098 milioni*

Capitale sociale - *Euro 1.000 milioni*

Il capitale sociale è rappresentato da 5.000.000.000 di azioni ordinarie (5.000.000.000 di azioni ordinarie al 31 dicembre 2011) con un valore nominale di euro 0,20 e risulta interamente versato.

Al 31 dicembre 2012, sulla base delle risultanze dei libri sociali e delle informazioni a disposizione, non risultano, oltre a Enel SpA, azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Riserve - *Euro 5.685 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 (38) milioni*
Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*).

Riserva di traduzione - *Euro (5) milioni*
In tale voce sono inclusi gli effetti di conversione dei bilanci delle controllate con valuta locale differente da quella funzionale. Al 31 dicembre 2012 la riserva è negativa per 5 milioni di euro, in diminuzione di 80 milioni di euro, per gli effetti dell'apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Altre riserve diverse (eccetto riserva legale) - *Euro 5.528 milioni*
Si riferiscono, per un importo pari a 3.700 milioni di euro, alle riserve attribuite alla Capogruppo all'atto della scissione da Enel Produzione SpA e includono, in particolare, la riserva di rivalutazione 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 rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

	al 31.12.2011			Variazioni						**al 31.12.2012**		
Milioni di euro	**Totale**	*di cui Gruppo*	*di cui interes-senze di terzi*	Utili/ (Perdite) rilevate a patrimonio netto nel periodo	Rilasciati a Conto economico	Imposte	**Totale**	*di cui Gruppo*	*di cui interes-senze di terzi*	**Totale**	*di cui Gruppo*	*di cui interes-senze di terzi*
Riserva da strumenti finanziari	**(34)**	*(30)*	*(4)*	(26)	12	-	**(14)**	*(8)*	*(6)*	**(48)**	*(38)*	*(10)*
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**82**	*75*	*7*	(80)	-	(6)	**(86)**	*(80)*	*(6)*	**(4)**	*(5)*	*1*
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	**48**	***45***	***3***	**(106)**	**12**	**(6)**	**(100)**	***(88)***	***(12)***	**(52)**	***(43)***	***(9)***

26. Interessenze di minoranza - *Euro 874 milioni*

Le interessenze di minoranza registrano un aumento di 33 milioni di euro principalmente riconducibile all'utile d'esercizio attribuibile a terzi (78 milioni di euro), bilanciato dall'erogazione di dividendi (33 milioni di euro).

Passività non correnti

27. Finanziamenti - *Euro 4.819 milioni (di cui quota corrente euro 202 milioni)*

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro e in altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione, al 31 dicembre 2012, dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi, con distinzione per tipologia di finanziamento e di tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nozionale	Saldo contabile	*Fair value*	Valore nozionale	Saldo contabile	*Fair value*
	al 31.12.2011			**al 31.12.2012**		
Prestiti obbligazionari:						
- tasso fisso quotati	37	37	37	19	19	19
Totale	**37**	**37**	**37**	**19**	**19**	**19**
Debiti verso banche:						
- tasso fisso	388	388	388	411	411	411
- tasso variabile	728	725	728	1.353	1.346	1.347
Totale	**1.116**	**1.113**	**1.116**	**1.764**	**1.757**	**1.758**
Debiti verso altri finanziatori:						
- tasso fisso	359	360	359	344	344	344
- tasso variabile	174	173	174	208	208	208
Totale	**533**	**533**	**533**	**552**	**552**	**552**
Finanziamenti da società correlate:						
- tasso fisso	2.306	2.306	2.306	2.357	2.354	2.357
- tasso variabile	-	-	-	137	137	137
Totale	**2.306**	**2.306**	**2.306**	**2.494**	**2.491**	**2.494**
TOTALE	**3.992**	**3.989**	**3.992**	**4.829**	**4.819**	**4.823**

La voce "Prestiti obbligazionari", pari a 19 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2011), si riferisce all'emissione obbligazionaria della società panamense Enel Fortuna, al tasso fisso del 10,125% con *maturity* 2013.

La voce "Debiti verso banche", pari a 1.757 milioni di euro (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi pari a 112 milioni di euro), si riferisce principalmente a:

> finanziamenti erogati dalla BEI alla Capogruppo, pari a 709 milioni di euro (436 milioni di euro al 31 dicembre 2011), riconosciuti a fronte di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili. Il piano del prestito prevede il rimborso in 52 rate costanti semestrali;

> finanziamenti bancari, stanziati tramite la formula del *project financing,* pari a 322 milioni di euro (344 milioni di euro al 31 dicembre 2011), stipulati da Enel Green Power España con più di 20 istituti bancari spagnoli, tra cui finanziamenti verso la Caixa per 178 milioni di euro,

verso Sabadell per 59 milioni di euro, verso Montepio per 21 milioni di euro, verso Banesto per 17 milioni di euro, verso Caja Astur per 18 milioni di euro e verso BBVA per 16 milioni di euro;

> finanziamento erogato nel mese di aprile 2012 da parte di Citibank International PLC a Enel Green Power International BV, pari a 180 milioni di euro, che prevede una durata di 12 anni per lo sviluppo di progetti eolici in Brasile, Nord America e Romania;

> finanziamento erogato nel mese di ottobre 2011 da parte di Citibank International PLC a Enel Green Power International BV, pari a 103 milioni di euro (112 milioni di euro al 31 dicembre 2011), che prevede una durata di 12 anni per lo sviluppo di progetti eolici in Romania;

> finanziamento erogato nel mese di dicembre 2012 alla controllata Impulsora Nacional de Eletricidad Srl de Cv, pari a 58 milioni di euro, per lo sviluppo del progetto Bii Nee Stipa II in Messico. Il finanziamento prevede una durata di 10 anni con rimborso semestrale delle quote a partire da febbraio 2014;

> finanziamento, tramite la formula del *project financing*, a favore di 3SUN Srl (33% Enel Green Power SpA), pari a 55 milioni di euro, rilasciato da un *pool* di banche (UniCredit SpA, Banca Imi SpA e Centrobanca SpA) per la realizzazione di progetti rinnovabili a Catania;

> prima *tranche* del finanziamento bancario per 44 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2011) verso Intesa Sanpaolo SpA allo scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala, che prevede un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;

> seconda *tranche* per 44 milioni di euro del finanziamento erogato a giugno 2010 dalla banca Intesa Sanpaolo SpA allo scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala. Tale finanziamento, prevede un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;

> finanziamento erogato nel mese di dicembre 2011 da parte della BBVA a Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl (100% Enel Green Power SpA), pari a 44 milioni di euro, per lo sviluppo del progetto Bii Nee Stipa II in Messico. Tale finanziamento, della durata di 8 anni, prevede il pagamento semestrale delle quote con restituzione della prima rata a partire da dicembre 2015. È previsto inoltre un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;

> finanziamento erogato nel mese di febbraio 2012 da parte di Intesa Sanpaolo SpA a Enel Green Power SpA, pari a 44 milioni di euro, per lo sviluppo di progetti in Costa Rica. Tale finanziamento, della durata di 8 anni, prevede il pagamento semestrale delle quote con restituzione della prima rata a partire da agosto 2015. È

Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel				
		2014	2015	2016	2017	Oltre
19	-	-	-	-	-	-
19	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
1	410	7	16	31	27	329
111	1.235	103	117	149	110	756
112	**1.645**	**110**	**133**	**180**	**137**	**1.085**
50	294	39	52	71	29	103
21	187	14	10	10	30	123
71	**481**	**53**	**62**	**81**	**59**	**226**
-	2.354	2	2	2	2	2.346
-	137	-	-	-	-	137
-	**2.491**	**2**	**2**	**2**	**2**	**2.483**
202	**4.617**	**165**	**197**	**263**	**198**	**3.794**

previsto inoltre un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;

> finanziamento erogato nel mese di dicembre 2012 da parte della BBVA a Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl (100% Enel Green Power SpA), pari a 44 milioni di euro, per lo sviluppo del progetto Bii Nee Stipa III Wind Project in Messico. Tale finanziamento, della durata di 8 anni, prevede il pagamento semestrale delle quote con restituzione della prima rata a partire da giugno 2016. È previsto inoltre un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;

> finanziamento erogato nel mese di dicembre 2012 da parte di Intesa Sanpaolo SpA a Enel Green Power SpA, pari a 44 milioni di euro, per lo sviluppo di progetti in Cile. Tale finanziamento, della durata di 8 anni, prevede il pagamento semestrale delle quote con restituzione della prima rata a partire da giugno 2016. È previsto inoltre un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;

> finanziamenti bancari, pari a 31 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2011), verso due istituti bancari greci, la NBG Bank ed Emporiki Bank;

> finanziamento erogato nel mese di novembre 2012 da parte di Citibank International PLC a Enel Green Power International BV, pari a 25 milioni di euro, che prevede una durata di 12 anni per lo sviluppo di progetti eolici in Cile;

> finanziamento bancario per 9 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2011) verso il Banco Industrial del Guatemala, con quota a breve pari a 1 milione di euro.

La voce "Debiti verso altri finanziatori" al 31 dicembre 2012 è pari a 552 milioni di euro (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi per 71 milioni di euro) e si riferisce principalmente a:

> finanziamenti per *tax partnership*, pari a 297 milioni di euro (302 milioni di euro al 31 dicembre 2011), per i progetti nord-americani di Snyder Wind Farm, Smoky Hills I, Smoky Hills II, già in essere, e di Caney River;

> finanziamenti con la formula del *project financing* in Nord America, pari a 62 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2011);

> contratti di *leasing*, pari a 150 milioni di euro, stipulati da sette società italiane controllate da Enel Green Power SpA per lo sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici in Italia;

> finanziamenti bancari per 24 milioni di euro concessi alle controllate di Enel Green Power España per lo sviluppo di progetti nel campo delle fonti rinnovabili;

> finanziamenti soci, pari a 14 milioni di euro, concessi a 3SUN Srl per lo sviluppo di progetti eolici a Catania;

> contratti di *leasing* per 5 milioni di euro relativo a un progetto nel campo eolico in Grecia.

La voce "Finanziamenti verso società correlate" accoglie principalmente il finanziamento erogato da Enel Finance International NV a Enel Green Power International BV per 2.463 milioni di euro (2.275 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e il debito finanziario di Enel Green Power France verso Enel Lease Sarl per 30 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

La movimentazione dell'esercizio del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella tabella che segue.

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2011				**al 31.12.2012**
Prestiti obbligazionari	37	(18)	-	-	19
Debiti verso banche	1.116	(97)	745	-	1.764
Finanziamenti da altri finanziatori	533	(135)	163	(8)	553
Finanziamenti da società correlate	2.306	-	187	-	2.493
Totale indebitamento finanziario	**3.992**	**(250)**	**1.095**	**(8)**	**4.829**

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e per tasso di interesse.

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	*Tasso medio di interesse in vigore*	*Tasso di interesse effettivo in vigore*
	al 31.12.2011		**al 31.12.2012**	
Euro	**3.398**	**4.198**	***4,71%***	***4,69%***
Dollaro USA	541	615	*6,55%*	*6,55%*
Peso cileno/UF	34	-	-	-
Altre valute	16	16	*8,09%*	*8,09%*
Totale valute non euro	**591**	**631**	-	-
TOTALE	**3.989**	**4.829**		

Di seguito si evidenzia la composizione dell'indebitamento finanziario netto.

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Depositi bancari e postali	333		349		(16)
Titoli	39		51		(12)
Liquidità	**372**		**400**		**(28)**
Altri crediti finanziari a breve termine	**382**	***346***	**102**	***19***	**280**
Debiti verso banche a breve termine	(70)		(39)		(31)
Quota corrente di debiti verso banche	(112)		(100)		(12)
Quota corrente dei prestiti obbligazionari	(19)		(18)		(1)
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori	(71)		(138)		67
Altri debiti finanziari a breve termine	(748)	*(725)*	(828)	*(822)*	80
Indebitamento finanziario corrente	**(1.020)**		**(1.123)**		**103**
Indebitamento finanziario corrente netto	**(266)**		**(621)**		**355**
Debiti verso banche	(1.645)		(1.013)		(632)
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	(2.972)	*(2.491)*	(2.701)	*(2.306)*	(271)
Prestiti obbligazionari	-		(19)		19
Indebitamento finanziario non corrente	**(4.617)**		**(3.733)**		**(884)**
Indebitamento finanziario netto come da Comunicazione CONSOB	**(4.883)**		**(4.354)**		**(529)**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	269	*1*	279	*34*	(10)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(4.614)**		**(4.075)**		**(539)**

Si segnala che i finanziamenti erogati attraverso la formula del *project financing,* pari a complessivi 439 milioni di euro al 31 dicembre 2012, 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 *events of default* né limitazioni all'utilizzo dei finanziamenti in oggetto.

28. TFR e altri benefíci ai dipendenti - *Euro 46 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefíci individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, indennità per mensilità aggiuntive e indennità 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 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
TFR e altri benefíci relativi al personale	25	25	-
Sconto energia	3	3	-
Mensilità aggiuntive e indennità sostitutiva del preavviso	5	5	-
Premio fedeltà	3	2	1
Assistenza sanitaria Asem	3	3	-
Altri benefíci ai dipendenti	7	5	2
Totale	**46**	**43**	**3**

Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta nei due esercizi delle passività attuariali.

Milioni di euro	**2012**				2011			
	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Altri benefíci	**Totale**	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Altri benefíci	**Totale**
Variazione nella passività attuariale								
Passività attuariale a inizio esercizio	32	3	8	43	32	8	6	46
Costo normale	-	-	-	-	1	-	-	1
Oneri finanziari	1	-	1	2	2	-	-	2
Erogazioni	(2)	-	-	(2)	(4)	-	-	(4)
Curtailments/settlements	-	-	-	-	-	(6)	-	(6)
Altri movimenti	-	-	-	-	2	-	2	4
(Utili)/perdite attuariali	3	-	2	5	(1)	1	-	-
Costo per prestazioni di lavoro passate	41	-	-	41	-	-	-	-
Passività attuariale a fine esercizio	**75**	**3**	**11**	**89**	**32**	**3**	**8**	**43**
Variazione delle attività a servizio dei piani								
Passività attuariale netta	75	3	11	89	32	3	8	43
Perdite/(utili) netti non riconosciuti	(42)	(2)	1	(43)	-	-	-	-
Passività riconosciuta nel bilancio	**33**	**1**	**12**	**46**	**32**	**3**	**8**	**43**

La voce "Benefíci pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire benefíci relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza, mentre per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce ai benefíci dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro.

La voce "Sconto energia" include taluni benefíci relativi alla fornitura di energia elettrica a uso domestico che, as-

segnata fino allo scorso esercizio ai dipendenti in servizio e a quelli in stato di quiescenza, è stata – a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali – convertita in altre forme di trattamento a favore dei dipendenti in servizio e, pertanto, resta a oggi in vigore per i soli dipendenti in stato di quiescenza.

La voce "Altri benefíci" accoglie le passività relative a benefíci definiti non incluse nelle voci precedenti.

Nella seguente tabella è evidenziato l'impatto a Conto economico nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 dei benefíci ai dipendenti.

Milioni di euro	2012				2011			
	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Altri benefíci	**Totale**	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Altri benefíci	**Totale**
Costo normale	-	-	-	-	1	-	-	1
Oneri finanziari	1	-	-	1	2	-	-	2
Ammortamento (utili)/perdite attuariali	-	-	1	1	-	-	-	-
Altri movimenti	2	-	-	2	-	-	-	-
Totale	**3**	**-**	**1**	**4**	**3**	**-**	**-**	**3**

I costi per benefíci ai dipendenti rilevati nel 2012 sono pari a 3 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro di oneri netti di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari.
Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefíci ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	2012	2011
Tasso di attualizzazione	3,20%	4,70%
Tasso di incremento del costo del lavoro	2,00%	2,00%
Tasso di incremento del costo delle spese sanitarie	3,00%	3,00%

29. Fondi rischi e oneri - *Euro 103 milioni (di cui quota a breve euro 2 milioni)*

Milioni di euro		Acc.ti	Utilizzi/ Rilasci	Altri mov./ Effetto cambi		*di cui quota corrente*
	al 31.12.2011				**al 31.12.2012**	
Contenzioso legale	22	2	(1)	(1)	22	-
Oneri su impianti di produzione	64	14	(7)	(1)	70	1
Imposte	6	-	-	(2)	4	-
Altro	9	-	-	(2)	7	1
Totale	**101**	**16**	**(8)**	**(6)**	**103**	**2**

La composizione principale della voce "Fondi rischi e oneri" è riportata di seguito.

Fondo contenzioso legale - *Euro 22 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.

Fondi rischi relativi a oneri su impianti di produzione - *Euro 70 milioni*

La voce "Fondi rischi relativi a oneri su impianti di produzione" include principalmente la stima dei futuri oneri da sostenere per lo smantellamento e il ripristino degli impianti in presenza di obbligazioni legali, contrattuali o implicite, per il disinquinamento o il ripristino delle condizioni ambientali originarie nei casi in cui la propria attività

abbia arrecato danni all'ambiente, nonché oneri di varia natura e per contenziosi con enti locali per tributi e canoni. L'incremento della voce è imputabile, per 11 milioni di euro, all'aggiornamento della stima del fondo smantellamento e ripristino.

30. Passività finanziarie non correnti - *Euro 67 milioni*

Le "Passività finanziarie non correnti" accolgono esclusivamente il *fair value* dei contratti derivati. Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati in essere suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*	**870**	**476**	**67**	**40**	**27**
Interessi	870	476	67	40	27
Totale	**870**	**476**	**67**	**40**	**27**

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2012 pari complessivamente a 870 milioni di euro e il relativo *fair value* è pari a 67 milioni di euro.

La variazione positiva del *fair value*, pari a 27 milioni di euro, è principalmente imputabile all'incremento dei derivati di *cash flow hedge* su interessi verso la controllante (20 milioni di euro) e verso terzi (7 milioni di euro).
Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* si evidenzia che tali derivati sono tutti classificati come livello 2.

31. Altre passività non correnti - *Euro 137 milioni*

Milioni di euro			
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Debiti per canoni e contributi di urbanizzazione	37	18	19
Debiti per acquisto di partecipazioni	21	21	-
Altri debiti diversi	79	84	(5)
Totale	**137**	**123**	**14**

I "Debiti per canoni e contributi di urbanizzazione" accolgono, per 36 milioni di euro, i 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 (18 milioni di euro al 31 dicembre 2011); in particolare, tale Accordo, firmato nel mese di aprile 2010, prevede che Enel Green Power SpA corrisponda agli enti locali, a titolo di compensazione ambientale e territoriale, un importo definito per ciascun MW autorizzato. Accoglie, inoltre, per 1 milione di euro i contributi in conto impianti già incassati concessi dal Ministero delle Attività Produttive ai sensi della legge 488/1992, relativi a progetti non ancora conclusi (7 milioni di euro al 31 dicembre 2011).
I "Debiti per acquisto di partecipazioni" si riferiscono prevalentemente alla rilevazione del diritto di opzione per l'acquisto della quota azionaria della partecipata acquisita nel 2010 Maicor Wind (40%), per un importo di 9 milioni di euro, e della quota azionaria di Renovables de Guatemala detenuta da Simest (8,8%), per un importo pari a 12 milioni di euro (al 31 dicembre 2011 pari a 13 milioni di euro). La Capogruppo si è impegnata, infatti, ad acquistare da Simest l'intera quota di partecipazione azionaria di Renovables de Guatemala di proprietà di quest'ultima alla data del 30 giugno 2017 (l'esercizio del diritto di tale opzione potrà avere luogo a far data dal 30 giugno 2015).

Con riferimento al livello di gerarchia del *fair value* delle *put* sopra citate, per entrambe il derivato associato è classificato come livello 3; il valore nozionale è corrispondente al rispettivo *fair value* e nel corso dell'esercizio non ha prodotto effetti significativi a Conto economico.

Passività correnti

32. Finanziamenti a breve termine - *Euro 818 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Debiti verso banche	70		33		37
Debiti verso altri finanziatori	748	*725*	834	*822*	(86)
Totale	**818**	***725***	**867**	***822***	**(49)**

La voce "Debiti verso altri finanziatori" si riferisce principalmente all'esposizione a breve termine verso Enel SpA (612 milioni di euro) e verso Enel Finance International NV (110 milioni di euro).

33. Debiti commerciali - *Euro 1.070 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Debiti commerciali	1.070	*302*	1.032	*267*	38
Debiti per lavori in corso su ordinazione	-		1		(1)
Totale	**1.070**		**1.033**		**37**

La voce "Debiti commerciali", pari a 1.070 milioni di euro, presenta un incremento di 38 milioni di euro, riferito principalmente a debiti verso la controllante.

La voce accoglie debiti verso parti correlate per un importo di 302 milioni di euro (267 milioni di euro al 31 dicembre 2011), principalmente verso la controllante Enel SpA.

Di seguito il dettaglio per data di scadenza dei debiti commerciali verso terzi.

Milioni di euro	
Entro il 30 giugno 2013	627
Tra il 1° luglio e il 31 dicembre 2013	81
Nel 2014	60
Oltre	-
Totale al 31 dicembre 2012	**768**

34. Debiti per imposte sul reddito - *Euro 44 milioni*

La riduzione della voce "Debiti per imposte sul reddito", pari a 49 milioni di euro, si riferisce principalmente alla diminuzione dei debiti per imposte sul reddito di Enel Green Power España (35 milioni di euro) e della Capogruppo (19 milioni di euro).

35. Altre passività correnti - *Euro 375 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione	30		23		7
Debiti verso il personale e verso istituti previdenziali	27		26		1
Acconti e ratei passivi	56	*1*	46	*1*	10
Debiti per acquisto partecipazioni	126		-		126
Debiti tributari diversi	38		29		9
Altri debiti diversi	98	*16*	79	*23*	19
Totale	**375**		**203**		**172**

La voce "Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione" accoglie 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 degli impianti, nonché i debiti per canoni demaniali, sovraccanoni bacini imbriferi montani e rivieraschi e altri canoni, dovuti a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

La voce "Debiti per acquisto partecipazioni" accoglie il debito per l'acquisto del secondo impianto eolico in Messico, come già descritto alla Nota 4.

36. Passività finanziarie correnti - *Euro 89 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2012	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2011	*di cui con parti correlate*	2012-2011
Ratei passivi finanziari correnti	88	*71*	105	*70*	(17)
Contratti derivati	1		18	*14*	(17)
Totale	**89**		**123**		**(34)**

La voce "Ratei passivi finanziari correnti" registra una riduzione di 17 milioni di euro riferibile principalmente alla riclassifica di alcune passività in Iberia e in Romania.

Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati in essere suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2012	al 31.12.2011	**al 31.12.2012**	al 31.12.2011	2012-2011
Derivati *cash flow hedge*	**-**	**364**	**-**	**14**	**(14)**
Commodity	-	350	-	14	(14)
Interessi	-	14	-	-	-
Derivati di *trading*	**25**	**43**	**1**	**4**	**(3)**
Cambi	14	43	-	4	(4)
Interessi	11	-	1	-	1
Totale	**25**	**407**	**1**	**18**	**(17)**

Il valore nozionale dei contratti derivati di *trading* classificati tra le passività finanziarie correnti risulta al 31 dicembre 2012 pari a 25 milioni di euro e il relativo *fair value* è pari a 1 milione di euro.

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

37. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2012	al 31.12.2011	2012-2011
Garanzie prestate			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	1.146	528	618
Impegni assunti verso fornitori per:			
- forniture varie	1.126	1.620	(494)
Totale	**2.272**	**2.148**	**124**

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.

Il Gruppo, inoltre, ha in essere accordi quadro per l'acquisto di turbine con le società Siemens Wind Power A/S (Siemens) e Vestas Italia Srl (Vestas). In particolare, il primo accordo quadro ha come oggetto la fornitura, il trasporto, l'installazione e la manutenzione da parte di Siemens, nei vari Paesi in cui il Gruppo opera e per il periodo 2011-2014, di turbine eoliche per una potenza complessiva di 600 MW, con l'opzione in favore di Enel Green Power SpA di incrementare tale potenza di ulteriori 600 MW nello stesso periodo di validità; il secondo accordo quadro ha come oggetto la fornitura, il trasporto, l'installazione e la manutenzione da parte di Vestas, nei vari Paesi in cui il Gruppo opera e per il periodo 2011-2014, di turbine eoliche per una potenza complessiva di 700 MW, con l'opzione in favore di Enel Green Power di incrementare tale potenza di ulteriori 700 MW nello stesso periodo di validità.

Il Gruppo ha anche in essere impegni per acquisti di pannelli fotovoltaici.

Si evidenzia, inoltre, che la Capogruppo ha in essere impegni con la Regione Toscana relativamente al Protocollo di Intesa, siglato nel 2007, in cui Enel si impegna a favore di attività di ricerca e di innovazione tecnologica nel campo delle energie rinnovabili. Gli impegni riferibili specificamente alla società Enel Green Power non saranno definibili fino a quando non verrà concordato con la Regione l'elenco dettagliato delle attività da considerare idonee per gli scopi di cui sopra.

38. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi 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.

In particolare, nel corso del 2012, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività, tra cui:

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

ti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", la Capogruppo ha rinnovato congiuntamente con la società controllante Enel l'opzione per il regime del "Consolidato Fiscale Nazionale" per il periodo 2010-2012, regolando conseguentemente tutti i reciproci obblighi e responsabilità.

Si evidenzia che nei mesi di novembre e dicembre 2012 sono state approvate alcune operazioni qualificate come operazioni ordinarie di maggiore rilevanza compiute per il tramite di una società 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 n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche ("Regolamento Parti Correlate") e della procedura al riguardo adottata da Enel Green Power 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.

Controparte dell'operazione: Empresa Nacional de Electricidad SA.

Oggetto: vendita dell'energia elettrica che sarà prodotta dagli impianti di Valle de Los Vientos e Taltal, da parte di Enel Latin America (Chile) Ltda in favore di Empresa Nacional de Electricidad SA per un periodo di vent'anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio di ciascuno di essi.

Corrispettivo: valore massimo teorico dell'operazione ricompreso tra un minimo di circa 870 milioni di dollari statunitensi e un massimo di circa 1.320 milioni di dollari statunitensi.

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV.

Oggetto e corrispettivo: due contratti di finanziamento aventi a oggetto due linee di credito di 500 milioni di euro

Milioni di euro				Parti correlate			
	Enel SpA	Enel Servizi Srl	Enel Produzione SpA	Enel Trade SpA	Enel Finance International NV	Enel Lease Eurl	Enel.Factor SpA
Rapporti patrimoniali							
Crediti commerciali	2	3	134	19	-	-	-
Altre attività correnti	13	-	-	3	-	-	-
Attività finanziarie correnti	-	-	-	2	347	-	-
Debiti commerciali	135	87	19	-	-	-	28
Altre passività correnti	12	1	-	3	-	-	-
Passività finanziarie correnti	15	-	-	-	56	-	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	-	2.461	29	-
Finanziamenti a breve termine	612	-	-	-	110	2	-
Rapporti economici							
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	-	117	254	-	-	-
Altri ricavi	-	1	1	-	-	-	-
Materie prime e materiali di consumo	-	-	-	-	-	-	-
Servizi	31	32	9	-	-	-	-
Altri costi operativi	-	-	-	-	-	-	-
Proventi finanziari	-	-	-	-	3	-	-
Oneri finanziari	21	-	-	-	136	2	-

(totale 1 miliardo di euro) tra Enel Green Power International BV ed Enel Finance International NV. Le condizioni negoziate nei contratti di finanziamento sono in linea con quelle ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti anche per contratti di importo inferiore, ma di uguale durata rispetto ai suddetti contratti.
Controparte dell'operazione: Enel Energie ed Enel Energie Muntenia.
Oggetto: due contratti di compravendita di certificati verdi rispettivamente relativi al primo semestre 2013 e al secondo semestre 2013 - primo semestre 2023 fra Enel Green Power Romania Srl ed Enel Energie/Enel Energie Muntenia.
Corrispettivo: per il primo contratto il valore si attesterà tra un minimo di 21,6 milioni di euro e un massimo di circa 73,2 milioni di euro, per il secondo contratto tra un minimo di 656,7 milioni di euro e un massimo di 1.539 milioni di euro.

Controparte dell'operazione: Enel Finance International NV.
Oggetto e corrispettivo: rinnovo del contratto di finanziamento per 1,2 miliardi di euro tra Enel Green Power International BV ed Enel Finance International NV. Le condizioni di rinnovo sono in linea con le condizioni ottenibili sul mercato del debito con le migliori controparti finanziarie esistenti anche per contratti di importo inferiore, ma di uguale durata rispetto al suddetto contratto.

Si precisa che, in tutte le operazioni suddette, la controparte dell'operazione è parte correlata di Enel Green Power in quanto condivide con quest'ultima il medesimo soggetto controllante, Enel SpA.

La tabella di seguito riportata evidenzia i rapporti di natura economico-finanziaria e patrimoniale intrattenuti dal Gruppo con le sue parti correlate per l'esercizio 2012.

Parti correlate										
GSE SpA	GME SpA	AU SpA	Terna SpA	Enel Distribuzione SpA	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Endesa	Altre minori	**TOTALE GENERALE**	Totale voce di bilancio	Incidenza %
21	-	-	-	1	-	-	23	**203**	571	36%
-	-	-	-	-	-	-	6	**22**	344	6%
-	-	-	-	-	-	-	21	**370**	428	86%
-	-	-	-	-	12	1	20	**302**	1.070	28%
-	-	-	-	-	-	-	1	**17**	375	5%
-	-	-	-	-	-	-	-	**71**	89	80%
-	-	-	-	-	-	1	-	**2.491**	4.617	54%
-	-	-	-	-	-	-	1	**725**	818	89%
259	471	-	13	40	-	-	71	**1.225**	2.565	48%
-	-	-	1	-	-	-	11	**14**	131	11%
-	-	-	-	2	-	-	32	**34**	371	9%
-	-	-	-	-	3	2	13	**90**	431	21%
-	15	-	10	-	-	-	2	**27**	128	21%
-	-	-	-	-	-	-	1	**4**	133	3%
-	-	-	-	-	-	1	-	**160**	363	44%

La società controllante Enel SpA

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

Parti correlate interne al Gruppo Enel

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

> Enel Trade SpA: vendita di energia e di certificati verdi da Enel Green Power SpA a Enel Trade SpA e gestione del rischio su *commodity* effettuata da Enel Trade SpA per le società del Gruppo Enel Green Power;

> Enel Distribuzione SpA: vendita di certificati bianchi da Enel.si a Enel Distribuzione 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 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 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.

39. Attività e passività potenziali

Arbitrato LaGeo

Nell'ottobre del 2008 Enel Produzione ha promosso un procedimento arbitrale, secondo le regole della Camera di Commercio Internazionale di Parigi, contro Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), interamente controllata dalla Repubblica di El Salvador, e Inversiones Energéticas SA de Cv (INE), 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.

In particolare, tale patto parasociale stipulato in occasione delle riforme del settore elettrico da parte di El Salvador prevedeva il diritto di Enel Produzione (alla quale Enel Green Power è succeduta per effetto dell'atto di scissione del 2008) di poter finanziare gli investimenti di LaGeo imputando ad aumento di capitale i pagamenti effettuati. Lo stesso patto prevedeva inoltre il dovere di LaGeo di distribuire interamente gli utili della società.

Dopo aver osservato il patto nelle prime fasi di realizzazio-

ne delle centrali geotermiche in El Salvador fino a portare la partecipazione di Enel Produzione in LaGeo al 36,20%, LaGeo non ha più permesso a Enel Produzione (e quindi a Enel Green Power) di finanziare gli investimenti deliberati e conseguentemente di sottoscrivere eventuali aumenti di capitale.

Enel Produzione ha dunque chiesto al collegio arbitrale di condannare INE e CEL (i) all'esecuzione in forma specifica degli obblighi previsti dal patto, con la distribuzione degli utili netti come dividendi, permettendo di finanziare gli investimenti in 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.

Terminata la fase istruttoria, nel gennaio 2010, il collegio arbitrale ha tenuto le udienze finali nell'ultima settimana di febbraio e nella prima di marzo 2010 a Panama. Le memorie di replica finali delle parti sono state depositate il 22 maggio 2010. Il collegio arbitrale ha infine deciso la questione che è stata notificata alle parti il 5 luglio 2011. Tale decisione sancisce 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 possa partecipare a un aumento di capitale della società sottoscrivendo circa 9 milioni di azioni per un controvalore di circa 127 milioni di dollari statunitensi. In conseguenza di tale decisione Enel Green Power dovrebbe possedere il 53% del capitale sociale della società.

Il collegio arbitrale ha, inoltre, condannato INE a permettere che LaGeo distribuisca gli utili realizzati nel 2008 e nel 2009 e ha interamente respinto le domande di risarcimento danni presentate contro Enel Green Power.

INE ha impugnato il provvedimento di fronte alla Corte d'Appello di Parigi che con decisione dell'8 gennaio 2013 ha confermato il lodo reso dagli arbitri.

Contenzioso Energia XXI Energias Renovaveis e Consultoria Limitada contro Enel Green Power España

Nel 1999 Energia XXI ha instaurato un procedimento arbitrale contro MADE (oggi Enel Green Power) 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:

1. il primo ricorso è stato presentato presso il Tribunal Judicial de Primera Instancia da MADE e vi si chiede l'annullamento del lodo. Il giudizio è a oggi ancora pendente;
2. 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 Enel Green Power España al pagamento di quanto disposto dal lodo arbitrale (l'attuale valutazione dei danni stabiliti dal lodo del 2000 è quantifica da Energia XXI in 546 milioni di euro). Enel Green Power España considera la causa infondata. Su istanza di MADE il giudice ha sinora sospeso il presente giudizio in attesa di definizione del primo giudizio.

Accertamento suppletivo sull'IVA nei confronti di Enel.si

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 n. 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 n. 2973/1992 e 11 del decreto legislativo 374/1990, ha notificato a Enel.si n. 3 atti di irrogazioni di sanzioni IVA nei confronti dello spedizioniere Bertola, ma contrattualmente posti a carico di Enel.si, per un valore complessivo di circa complessivi 7,9 milioni di euro, contestando l'applicazione 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 tempestivamente impugnati.
L'applicazione dell'aliquota IVA al 10% è pienamente legittimata dalla risposta favorevole resa a Enel.si 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. 63/01/2012 e n. 2/01/2013 che hanno rispettivamente accolto il ricorso presentato da Enel.si avverso i primi due atti sanzionatori notificati. Con riferimento al terzo atto è stato presentato ricorso entro i termini e si è in attesa della data di fissazione dell'udienza.
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). La verifica si è conclusa con la notifica di un verbale di constatazione il cui valore, in termini di sanzioni riferite alle operazioni di acquisti, interni e intracomunitari, compiuti dalla società nelle annualità 2007-2012 non è agevole quantificare. La migliore stima è pari a circa 27,7 milioni di euro. La società può proporre ricorso entro il termine di 60 giorni dalla notifica del relativo atto di contestazione delle sanzioni. Nel mese di dicembre 2012 l'Agenzia delle Entrate – Direzione Regionale del Lazio – ha notificato a Enel.si il primo atto di contestazione di sanzioni riferito al solo anno 2007 per circa 4,3 milioni di euro, avverso il quale la società ha presentato ricorso nel mese di gennaio 2013, tutt'ora pendente dinnanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma.
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.

Contenzioso relativo a parchi eolici di Enel Green Power España in Spagna

Le autorizzazioni relative ai parchi eolici di Valdesamario, Peña del Gato ed Espina, così come quelle relative alle linee elettriche di alta tensione di Villameca e alle sottostazioni (SET) di Ponjos a Villameca, sono state impugnate dalla organizzazione ambientalista SEO.
Il 25 ottobre 2012 il giudice di primo grado ha accolto il ricorso relativo al SET di Villameca. Enel Green Power ha appellato tale sentenza e il giudizio è ora pendente in appello.
Gli altri procedimenti sono ancora pendenti in primo grado.

Enelpower do Brasil

Enelpower do Brasil è parte in un giudizio amministrativo avente a oggetto le tasse PIS/COFINS per un totale di 54 milioni di real brasiliani (pari a circa 21 milioni di euro).
Enelpower do Brasil ha impugnato l'atto di accertamento (*tax assessment*) ottenendo una riduzione provvisoria delle tasse a 23 milioni di real brasiliani (pari a circa 9 milioni di euro).
Il giudizio è allo stato pendente in attesa della sentenza della autorità amministrativa di secondo grado. Una eventuale sentenza sfavorevole potrà essere oggetto di ulteriore gravame.

LDK

Nel settembre 2011 Enel.si ha convenuto in giudizio la società LDK Solar, fornitrice di pannelli fotovoltaici, per recu-

perare l'importo di 7,2 milioni di dollari statunitensi a titolo di penali contrattuali dovute per il mancato rispetto delle consegne.
LDK nel corso del giudizio ha chiesto a sua volta un risarcimento di 35 milioni di dollari statunitensi a Enel.si, asserendo che la stessa avrebbe risolto illegittimamente il contratto di fornitura.
Durante il giudizio tale domanda riconvenzionale è stata poi ridotta dalla stessa LDK a 11,2 milioni di dollari statunitensi.
Enel.si confida che la domanda riconvenzionale della controparte debba essere rigettata per esser la risoluzione avvenuta in modo legittimo e per l'assenza dei danni asseritamente vantati dalla controparte.
Il Giudice, all'udienza del 5 febbraio 2013, ha concesso alle parti i termini del 7 marzo, 6 aprile e 24 aprile 2013 per il deposito di memorie, trattenendo la causa in riserva sull'ammissione delle prove.

Resit Srl

La società Resit nel 2010 ha ceduto alla società Enel Green Power il 100% delle quote della società Altomonte FV Srl, titolare di un progetto fotovoltaico di potenza di 20 MW nel comune di Altomonte.
Il prezzo concordato tra le parti è stato stabilito tenendo in considerazione come base variabile la diversa capacità per la quale l'impianto avrebbe potuto ottenere autorizzazione.
Poiché il progetto venne autorizzato per una capacità inferiore a quella complessivamente attesa, Enel Green Power ha provveduto al pagamento dell'importo connesso alla capacità effettiva dell'impianto.
Avendo la società Resit provveduto a impugnare il diniego di autorizzazione e contemporaneamente a richiedere nuova autorizzazione, la parte restante dell'impianto è stata successivamente autorizzata. Per tale ragione Resit ha chiesto a Enel Green Power il pagamento di quanto originariamente pattuito per il caso in cui l'intero impianto fosse stato interamente realizzato. Enel Green Power, pur manifestando la propria disponibilità a corrispondere parte di tale importo, ha rilevato come nelle more dell'ottenimento dell'autorizzazione fosse mutato il regime tariffario e che l'impianto realizzato a seguito della nuova autorizzazione fosse più piccolo di quello originariamente progettato. La Società ha, dunque, chiesto di convenire su un prezzo definitivo di acquisto più basso.
Resit, contestando le argomentazioni di Enel Green Power, ha presentato un'istanza al Tribunale di Roma, ottenendo un decreto ingiuntivo per il pagamento dell'importo di 1,7 milioni di euro oltre le spese legali.
Enel Green Power ha proposto opposizione avverso il decreto ingiuntivo del Tribunale di Roma contestando per altro l'eccessività dell'importo di 1,7 milioni di euro richiesto.

Mat B Eole v. Enel Green Power France (Francia)

Mat B Eole (in precedenza *partner* di Enel Green Power France) ha citato Enel Green Power France innanzi alla Commercial Court di Lione lamentando l'illecita risoluzione di un accordo di cooperazione relativo alla Haut de Conges Wind Farm (28 MW) e chiedendo un risarcimento danni di circa 2,5 milioni di euro. Con sentenza resa nello scorso mese di maggio 2012, l'adita Commercial Court ha rigettato la domanda attorea, ordinando a Mat B Eole di trasferire a Enel Green Power France l'autorizzazione (*power purchase certificate*) illecitamente trattenuta, nonché di pagare a Enel Green Power France l'importo di 435 migliaia di euro a titolo risarcitorio. Nel mese di settembre 2012 Mat B Eole ha impugnato la suddetta decisione di primo grado innanzi alla competente Commercial Court of Appeal. È pendente la fase istruttoria che si concluderà in data 14 maggio 2013.

Ministério Público do Estado de Mato Grosso v. Primavera Energia SA

Il 18 gennaio 2011 il Ministério Público do Estado de Mato Grosso ha iniziato un'azione civile pubblica contro Primavera Energia lamentando danni all'ambiente derivanti dalla carenza della predisposizione di strutture idonee (*fish ladder*) alla salvaguardia della fauna presente nel fiume dal quale l'impianto idroelettrico di Primavera Energia deriva acqua.
Il Ministério Público ha chiesto un ordine inaudita altera parte ("*tutela anticipada*") per l'immediata costruzione di una scala per i pesci o di altro simile strumento atto a tutelarne la sopravvivenza.

Il 1° febbraio 2011, la adita Corte ha disposto che nessuna tutela anticipatoria potesse essere resa prima dell'instaurazione di un necessario contraddittorio tra le parti.
Instauratosi il contradditorio, in accoglimento delle 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 scala per i pesci. Primavera Energia confida in una conclusione positiva del giudizio che allo stato ha un valore di 2,5 milioni di dollari statunitensi.

Ex soci di Prius Enerolica v. Enel Green Power España

In data 25 agosto 2006 gli ex soci di Prius Enerolica ed EUFER (oggi Enel Green Power España) hanno sottoscritto un contratto di compravendita del 100% delle quote detenute dai venditori nel capitale sociale di Prius Enerolica. Successivamente, in data 14 novembre 2011 gli ex soci di Prius Enerolica hanno promosso un giudizio arbitrale per il risarcimento dei danni che avrebbero subito in relazione al ritardato pagamento di parte del prezzo della compravendita. L'accordo prevedeva, infatti, che il saldo del prezzo fosse determinato sulla base di quanto previsto contrattualmente una volta ricevuta la documentazione ivi prevista. Il contratto prevedeva inoltre il pagamento di una penale pari a 300.000 euro/mese per il ritardo nella consegna di tale documentazione (necessaria per il calcolo del prezzo del contratto).
Il lodo arbitrale è atteso entro il primo trimestre 2013.
Enel Green Power España confida in una conclusione positiva del giudizio e ritiene comunque la somma richiesta dalla controparte, pari a 17,5 milioni di euro, sproporzionata.

Arbitrato CIS v. Enel Green Power

In data 4 agosto 2010 Enel Green Power SpA ha stipulato un contratto di superficie avente a oggetto i lastrici solari dei capannoni industriali siti nel Centro Ingrosso Sviluppo Campano Gianni Nappi SpA (CIS) 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 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 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 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 5,2 milioni di euro.
Enel Green Power non ritiene di aver alcune responsabilità nell'incendio del 22 aprile 2011 e sostiene che essa stessa è stata danneggiata dal detto evento e di aver subíto danni che sono in corso di quantificazione e per i quali è in corso la proposizione di domanda riconvenzionale.
Enel Green Power ritiene inoltre di essere stata ulteriormente danneggiata a seguito di un secondo incendio che si è sviluppato in data 26 marzo 2012 su un altro capannone del CIS e di aver subíto danni che sono in corso di quantificazione e per i quali è in corso la proposizione di domanda riconvenzionale da parte di Enel Green Power.

40. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Entrata in esercizio di un nuovo impianto eolico in Spagna

9 gennaio 2013 - Enel Green Power España, controllata spagnola di Enel Green Power, ha collegato alla rete l'impianto eolico di Agreda in Spagna, nella Comunità Autonoma di Castilla y León.
Il nuovo impianto è costituito da 12 turbine per una capacità installata di 18 MW e potrà produrre, a regime, circa 48 milioni di kWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di 35.000 tonnellate di CO_2.

La Corte d'Appello di Parigi conferma il lodo del Tribunale Arbitrale Internazionale a favore di Enel Green Power

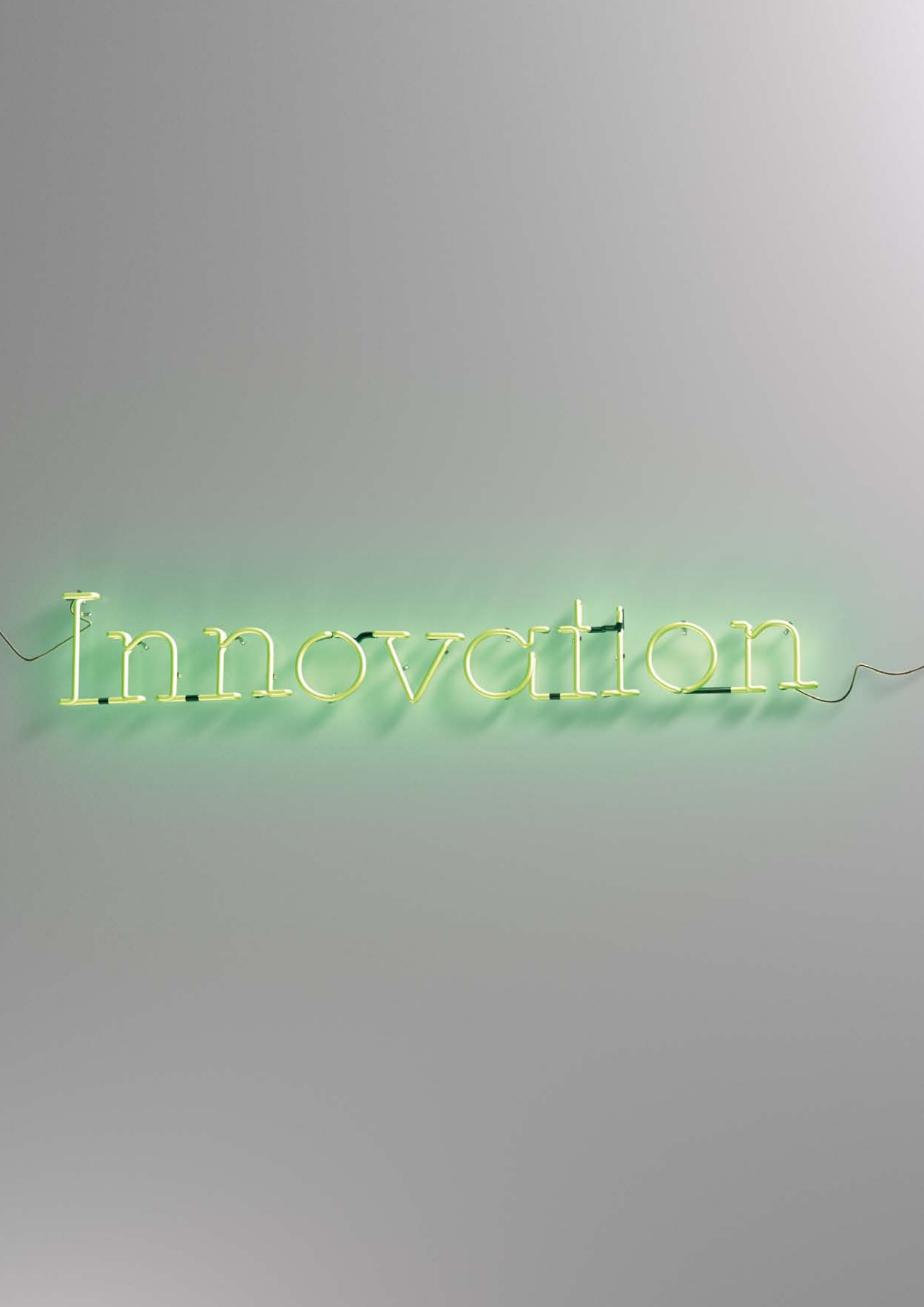
9 gennaio 2013 - La Corte d'Appello di Parigi ha confermato il lodo emesso dal Tribunale Arbitrale della ICC (Camera di Commercio Internazionale) in merito al procedimento arbitrale internazionale instaurato da Enel Green Power contro Inversiones Energéticas (INE), suo *partner* in LaGeo, la *joint venture* per lo sviluppo della geotermia in El Salvador.
I giudici parigini hanno respinto l'appello di INE per l'annullamento del giudizio favorevole a Enel Green Power, confermando che tale giudizio era stato emesso al termine di un giusto processo.
La decisione della Corte d'Appello riafferma il diritto di Enel Green Power di imputare a capitale gli investimenti effettuati in LaGeo, mediante la sottoscrizione di azioni di nuova emissione della stessa *joint venture*.

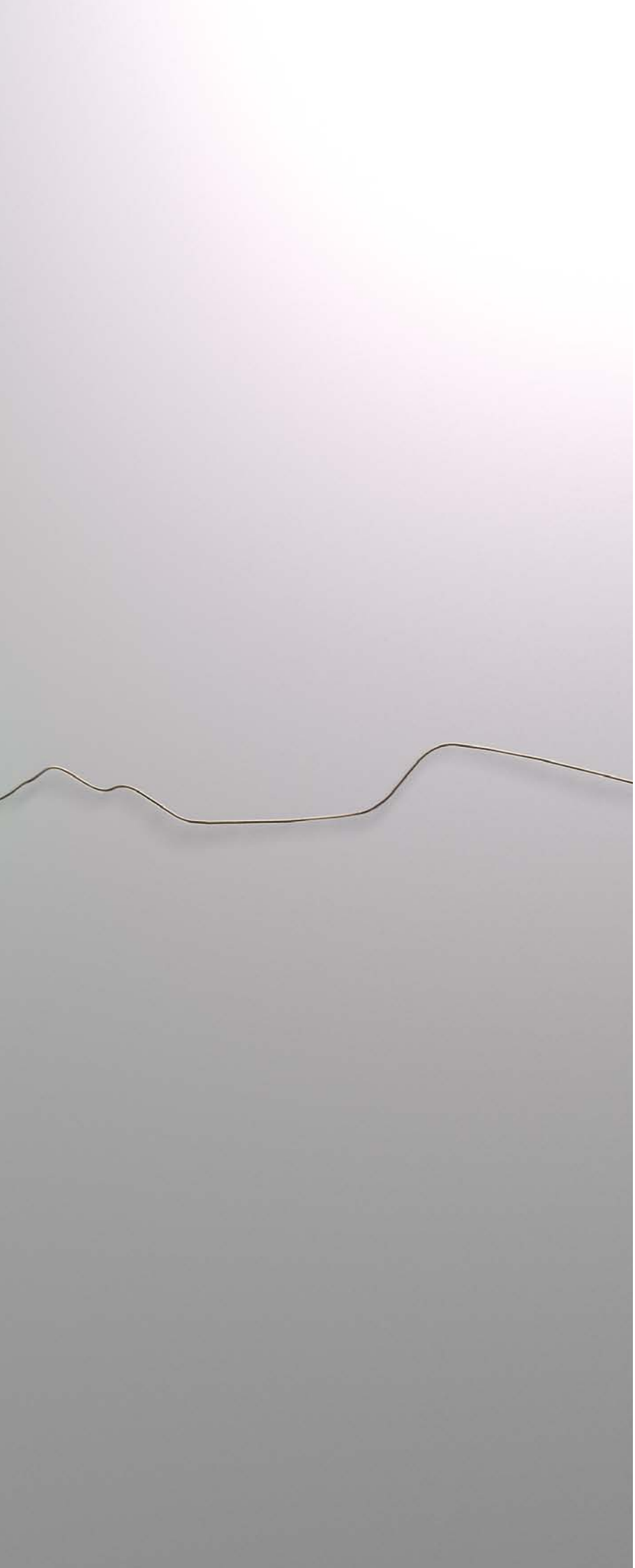
Al via nuovi impianti fotovoltaici in Grecia

30 gennaio 2013 - Enel Green Power Hellas ha messo in esercizio 13 nuovi campi fotovoltaici con una capacità installata di 42 MW, tale da produrre a regime circa 55 milioni di kWh l'anno. Essi sono localizzati in Macedonia (15 MW), in Tracia (14 MW), in Tessaglia (10 MW) e nel sud della Grecia (3 MW).
Contestualmente ESSE, la *joint venture* paritetica con Sharp, ha messo in esercizio sei nuovi campi fotovoltaici con una capacità installata di 15 MW, tale da produrre a regime circa 21 milioni di kWh l'anno. Essi sono localizzati in Tracia (9,8 MW), in Macedonia (3,5 MW) e nell'Epiro (2,5 MW).
Con questi impianti la capacità solare installata a oggi dalla *joint venture* italo-giapponese sale a circa 38 MW.
L'entrata in esercizio dei nuovi impianti di entrambe le società permetterà, a regime, la produzione di 76 milioni di kWh a zero emissioni, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 50.000 tonnellate di CO_2 l'anno.

Entrata in esercizio di un nuovo impianto eolico in Italia

7 febbraio 2013 - Enel Green Power ha collegato alla rete il nuovo impianto eolico di Bagaladi, in provincia di Reggio Calabria. L'impianto, costituito da 33 turbine eoliche da 0,85 MW ciascuna per una capacità installata totale di 28 MW, sarà in grado di produrre a regime oltre 50 milioni di kWh l'anno.


Innovation



Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Sezione I: struttura di *governance* e assetti proprietari

Premessa

Il sistema di *corporate governance* di Enel Green Power SpA (nel prosieguo anche "Enel Green Power" o la "Società") e del gruppo societario che a essa fa capo (nel prosieguo, per brevità, il "Gruppo Enel Green Power" o, più semplicemente, il "Gruppo") è conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate [(1)] (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), cui la Società aderisce. L'indicato sistema di *corporate governance* è inoltre ispirato alle raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, alla *best practice* internazionale.

Nel corso del mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power ha disposto il recepimento delle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011 (ed elaborata dal Comitato per la Corporate Governance promosso da ABI, ANIA, Assogestioni, Assonime, Borsa Italiana e Confindustria), nel rispetto della tempistica individuata dalla relativa disciplina transitoria. Fino a tale momento, nel corso del 2012 il sistema di *corporate governance* della Società e del Gruppo è risultato allineato alle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006 (ed elaborata dal Comitato per la *Corporate Governance* promosso da Borsa Italiana), nonché alle modifiche in materia di remunerazione degli Amministratori apportate all'art. 7 del Codice stesso nel marzo 2010.

Tale sistema di governo societario risulta 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 la Società è impegnata e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

Assetti proprietari

Struttura del capitale sociale

Il capitale sociale della Società è costituito esclusivamente da azioni ordinarie, nominative, interamente liberate e assistite da diritto di voto nelle Assemblee sia ordinarie sia straordinarie. Alla data del 31 dicembre 2012 (e ancora alla data della presente relazione) il capitale sociale di Enel Green Power sottoscritto e versato è pari a 1.000.000.000 di euro suddiviso in 5.000.000.000 di azioni con un valore nominale di euro 0,20 ciascuna.

Dal 4 novembre 2010 le azioni della Società risultano negoziate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA e sui mercati regolamentati spagnoli (Madrid, Barcellona, Bilbao, Valencia), nonché sul sistema SIBE.

Partecipazioni rilevanti al capitale sociale e patti parasociali

In base alle risultanze del libro dei soci di Enel Green Power, alle comunicazioni effettuate alla CONSOB e alle informazioni a disposizione della Società, alla data della pre-

(1) Disponibile nelle sue varie edizioni sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo http://www.borsaitaliana.it).

sente relazione non risultano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società all'infuori di Enel SpA (in possesso del 68,29% del capitale sociale), né si ha conoscenza dell'esistenza di patti parasociali ai sensi dell'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (nel prosieguo anche "Testo Unico della Finanza") aventi a oggetto le azioni della Società.
La Società risulta, quindi, soggetta al controllo di diritto di Enel SpA, la quale esercita sulla Società attività di direzione e coordinamento ai sensi degli artt. 2497 e seguenti del codice civile.

Limiti al trasferimento dei titoli

Lo statuto della Società (lo "statuto") non prevede limiti al trasferimento delle azioni della Società.

Titoli che conferiscono diritti speciali di controllo

La Società non ha emesso titoli che conferiscono diritti speciali di controllo.

Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto

Il Testo Unico della Finanza prevede regole specifiche in materia di deleghe di voto, che derogano in parte per le società con azioni quotate rispetto a quanto disposto al riguardo dal codice civile e che risultano significativamente modificate a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE – relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate – intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27 ("decreto legislativo 27/2010").
In tale contesto, una disciplina specifica è apprestata per la sollecitazione delle deleghe di voto, per tale intendendosi la richiesta di conferimento di deleghe di voto (i) rivolta a più di duecento azionisti su specifiche proposte di voto ovvero (ii) accompagnata da raccomandazioni, dichiarazioni o altre indicazioni idonee a influenzare il voto.
Non costituisce sollecitazione, ai sensi del Testo Unico della Finanza, la richiesta di conferimento di deleghe di voto accompagnata da raccomandazioni, dichiarazioni o altre indicazioni idonee a influenzare il voto rivolta ai propri associati da parte di associazioni di azionisti – ivi incluse quelle che riuniscono azionisti dipendenti – che (i) siano costituite con scrittura privata autenticata, (ii) non esercitino attività di impresa, salvo quelle direttamente strumentali al raggiungimento dello scopo associativo, e (iii) siano composte da almeno cinquanta persone fisiche ciascuna delle quali sia proprietaria di un quantitativo di azioni non superiore allo 0,1% del capitale sociale rappresentato da azioni con diritto di voto.
Al contempo, il Testo Unico della Finanza continua ad auspicare che lo statuto delle società con azioni quotate contempli disposizioni intese ad agevolare l'espressione del voto tramite delega da parte degli azionisti dipendenti, favorendo in tal modo il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari.
Al riguardo, nello statuto della Società si è provveduto a introdurre una specifica disposizione (art. 10.1), la quale, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate che risultino associati ad associazioni di azionisti rispondenti ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, prevede che vengano messi a disposizione delle stesse associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.
Sino alla data della presente relazione non è stata notificata alla Società la costituzione di alcuna associazione di azionisti dipendenti.

Restrizioni al diritto di voto

Lo statuto sociale di Enel Green Power non prevede restrizioni al diritto di voto.

Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all'emissione di strumenti finanziari partecipativi ovvero all'acquisto di azioni proprie

Alla data della presente relazione non sono state attribuite al Consiglio di Amministrazione deleghe volte ad aumentare il capitale sociale ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, né sono state rilasciate autorizzazioni a emettere strumenti finanziari partecipativi né all'acquisto di azioni

proprie della Società ai sensi degli artt. 2357 e seguenti del codice civile.

Clausole di *change of control* e disposizioni statutarie in materia di OPA

A) Il finanziamento BEI

In data 9 dicembre 2010, al fine di sviluppare i propri investimenti in Italia per le tecnologie eolica e solare, la Società ha concluso con la Banca Europea per gli Investimenti (nel prosieguo "BEI") un contratto di finanziamento per un valore complessivo di 440 milioni di euro con la possibilità di sottoscrivere un successivo contratto di finanziamento per ulteriori 160 milioni di euro per lo sviluppo dei medesimi progetti.
Nel mese di novembre 2012 è stato concluso il secondo contratto di finanziamento per 160 milioni di euro.
Alla data del 31 dicembre 2012 l'importo totale dei finanziamenti BEI pari a 600 milioni di euro risulta completamente erogato.
Entrambi i contratti prevedono in capo a Enel Green Power l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti del proprio assetto di controllo. Qualora ritenga che tali mutamenti possano avere conseguenze negative sull'affidabilità sotto il profilo finanziario di Enel Green Power, la BEI potrà richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche del contratto o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti.
Nel caso in cui le soluzioni da essa proposte non vengano accettate da Enel Green Power, la stessa BEI ha facoltà di risolvere unilateralmente il contratto di finanziamento in questione.

B) Il finanziamento BEI derivante dalla scissione di Enel Produzione

La Società è parte di un contratto di finanziamento con la BEI per un valore iniziale di 300 milioni di euro, sottoscritto da Enel Produzione nel 2002 e successivamente trasferito alla Società per effetto della scissione di Enel Produzione SpA occorsa nel dicembre 2008. La scadenza del contratto è fissata al 15 dicembre 2016.
Tale contratto prevede l'obbligo di Enel Green Power di comunicare alla BEI eventuali mutamenti del proprio assetto di controllo. Qualora ritenga che tali mutamenti possano avere conseguenze negative sull'affidabilità sotto il profilo finanziario di Enel Green Power, la BEI potrà richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche del contratto o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti.
Nel caso in cui le soluzioni da essa proposte non vengano accettate da Enel Green Power, la stessa BEI ha facoltà di risolvere unilateralmente il contratto di finanziamento in questione.

C) Contratto con EKF per il finanziamento di progetti eolici in Romania

In data 19 ottobre 2011 Enel Green Power, attraverso la controllata Enel Green Power International BV (nel prosieguo, "EGPI BV"), ha sottoscritto con la Export Credit Agency del governo danese (nel prosieguo, "EKF") e Citigroup, quest'ultima quale "*agent*" e "*arranger*", un contratto di finanziamento della durata di 12 anni per un importo di 112 milioni di euro, garantito dalla stessa Enel Green Power.
Il contratto prevede che, in caso di perdita di controllo da parte di Enel SpA su Enel Green Power o EGPI BV ovvero in caso di perdita di controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze su Enel SpA, EGPI BV (una volta terminate le consultazioni con EKF che comunque non possono durare più di 45 giorni) è tenuta a provvedere al rimborso immediato del debito.

D) Contratto con EKF per il finanziamento di progetti eolici in Brasile, Nord America e Romania

Alla fine del mese di aprile 2012 Enel Green Power, attraverso la controllata EGPI BV, ha sottoscritto con EKF e Citigroup, quest'ultima quale "*agent*" e "*arranger*", un contratto di finanziamento della durata di 12 anni per un importo di 180 milioni di euro, garantito dalla stessa Enel Green Power.
Il contratto prevede che, in caso di perdita di controllo da parte di Enel SpA su Enel Green Power o EGPI BV ovvero in caso di perdita di controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze su Enel SpA, il *lender*, una volta terminate le consultazioni con EGPI BV che possono durare un massimo di 45 giorni, può richiedere, entro i cinque giorni successivi e per iscritto, il rimborso immediato del debito, degli interessi e di ogni altro costo maturato.

E) Contratto con EKF per il finanziamento di progetti eolici in Cile

Nel mese di novembre 2012 Enel Green Power, attraverso la controllata EGPI BV, ha sottoscritto con EKF e Citigroup, quest'ultima quale "*agent*" e "*arranger*", un contratto di finanziamento della durata di 12 anni per un importo di 110 milioni di euro, garantito dalla stessa Enel Green Power.
Il contratto prevede che, in caso di perdita di controllo da parte di Enel SpA su Enel Green Power o EGPI BV ovvero in caso di perdita di controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze su Enel SpA, il *lender,* una volta terminate le consultazioni con EGPI BV che possono durare un massimo di 45 giorni, può richiedere, entro i cinque giorni successivi e per iscritto, il rimborso immediato del debito, degli interessi e di ogni altro costo maturato.

F) Contratto di *revolving credit facility* con Enel SpA

La Società ha stipulato, con decorrenza 1° gennaio 2009, un contratto con Enel SpA per la concessione di una linea di credito per un valore complessivo – al 31 dicembre 2012 – pari a 2.000 milioni di euro.
Il contratto ha validità annuale ed è soggetto a tacito rinnovo salvo disdetta entro tre mesi prima della scadenza. Enel SpA ha facoltà di risolvere il contratto e di richiedere il rimborso anticipato della relativa linea di credito in caso di perdita di controllo sulla Società.

G) Contratto di *loan facility agreement* di EGPI BV

In data 13 luglio 2010 EGPI BV ha stipulato un contratto con la società Enel Finance International NV per la concessione da parte di quest'ultima di una linea di credito a lungo termine, *multicurrency e multirate*, per un valore di 2.500 milioni di euro, con scadenza il 31 marzo 2018.
Il contratto prevede che, in caso di perdita di controllo da parte di Enel SpA su EGPI BV ovvero nel caso in cui si effettuino fusioni o cessioni tali per cui Enel Finance International NV ritenga che il merito di credito di EGPI BV si sia ridotto materialmente, EGPI BV è tenuta a provvedere al rimborso immediato del debito.

H) Contratto di *revolving facility agreement* di EGPI BV

In data 1° luglio 2010, la società EGPI BV ha stipulato un contratto con la società Enel Finance International NV per la concessione da parte di quest'ultima di una linea di credito a breve termine *multicurrency e multirate* per un valore di 1.200 milioni di euro con scadenza annuale, rinnovabile su richiesta di EGPI BV.
Il contratto prevede che, in caso di perdita di controllo da parte di Enel SpA su EGPI BV, quest'ultima sarà tenuta a provvedere al rimborso immediato del debito.

Con riguardo alle disposizioni statutarie in materia di OPA, si precisa che lo statuto di Enel Green Power non contiene deroghe alla *passivity rule* di cui all'art. 104, commi 1 e 1 *bis*, del Testo Unico della Finanza e non prevede l'applicazione delle regole di neutralizzazione di cui all'art. 104 *bis*, commi 2 e 3, del Testo Unico della Finanza.

Attività di direzione e coordinamento

Enel Green Power è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Enel SpA ai sensi degli artt. 2497 e seguenti del codice civile.

Nomina e sostituzione degli Amministratori e modificazioni statutarie

Le norme che regolano la nomina e la sostituzione degli Amministratori sono esaminate nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica").
Per quanto riguarda le norme applicabili alle modificazioni dello statuto, l'Assemblea straordinaria delibera al riguardo con le maggioranze previste dalla legge.
Come consentito dalla legge, lo statuto della Società attribuisce tuttavia alla competenza del Consiglio di Amministrazione le deliberazioni aventi a oggetto:

> la fusione e la scissione nei casi previsti dalla legge;
> l'istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
> l'indicazione di quali tra gli Amministratori hanno la rappresentanza della Società;
> la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;

> l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
> il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Indennità degli Amministratori in caso di scioglimento anticipato del rapporto, ivi inclusa cessazione del rapporto a seguito di un'offerta pubblica di acquisto

Il trattamento economico spettante all'Amministratore Delegato (nonché Direttore Generale) di Enel Green Power prevede un'indennità in caso di anticipata estinzione del rapporto di amministrazione conseguente a dimissioni per giusta causa ovvero recesso anticipato o revoca dell'incarico di Amministratore Delegato senza giusta causa.
Per una puntuale descrizione della disciplina di tale indennità, si rinvia a quanto indicato nella I Sezione della Relazione sulla remunerazione approvata dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 2 aprile 2013 e disponibile presso la sede sociale e sul sito internet della Società (www.enelgreenpower.com).
Si segnala invece che non sussistono accordi con la Società che prevedano:
> l'assegnazione o il mantenimento di benefici non monetari in favore degli Amministratori che hanno cessato il loro incarico, ovvero
> la stipula di contratti di consulenza per un periodo successivo alla cessazione del rapporto di amministrazione.

Non sono inoltre previste specifiche indennità in caso di cessazione del rapporto di lavoro di alcuno dei componenti il Consiglio di Amministrazione, ivi incluso nel caso di un'offerta pubblica di acquisto.
Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti il Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi Comitati, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è riportata nella prima sezione della menzionata Relazione sulle remunerazioni della Società.

Organizzazione della Società

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 alla gestione aziendale;
> di un Collegio Sindacale chiamato a vigilare (i) circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali, (ii) sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, (iii) sul processo di informativa finanziaria, sull'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna e, ove applicabile, di gestione del rischio, sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati e sull'indipendenza della società di revisione legale, (iv) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina; (v) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi della disciplina in tema di comunicazioni al pubblico;
> 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 alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, (v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili.

L'incarico di revisione legale dei conti è stato conferito dall'Assemblea dei soci, su proposta motivata del Collegio Sindacale, a una società di revisione legale iscritta nell'apposito registro, in conformità con le vigenti disposizioni.

Sezione II: attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e ulteriori informazioni

Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

Il Consiglio di Amministrazione della Società riveste un ruolo centrale nell'ambito della *governance* aziendale, essendo riconosciuti a tale organo poteri riguardanti gli indirizzi strategici, organizzativi e di controllo della Società e del Gruppo. Tenuto conto del proprio ruolo, il Consiglio di Amministrazione si riunisce con regolare cadenza e opera in modo da garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni.

In particolare, il Consiglio di Amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge e a quanto previsto da proprie specifiche deliberazioni (e, in particolare, da quella da ultimo adottata il 19 dicembre 2012):

> definisce il sistema di *corporate governance* nell'ambito della Società e del Gruppo e provvede alla costituzione e alla definizione delle funzioni dei Comitati interni al Consiglio, alla nomina dei loro componenti e all'approvazione dei relativi regolamenti;

> attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato, definendone contenuto, limiti ed eventuali modalità di esercizio. In base alle deleghe vigenti, l'Amministratore Delegato è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto ovvero riservati al Consiglio di Amministrazione in base alle deliberazioni di quest'ultimo organo e qui di seguito descritti;

> riceve, al pari del Collegio Sindacale, una costante ed esauriente informativa dall'Amministratore Delegato circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, consuntivata su base trimestrale in un'apposita relazione, nonché in merito alle operazioni di maggior rilievo effettuate dalla Società e dalle società del Gruppo Enel Green Power, ivi incluse eventuali operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate;

> previo parere dell'apposito Comitato,

- definisce le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società e del Gruppo Enel Green Power, determinando il grado di compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati, nonché assicurandosi che i principali rischi aziendali siano individuati, misurati e gestiti in modo adeguato e che esistano i controlli necessari per monitorare l'andamento della Società e del Gruppo Enel Green Power;
- valuta periodicamente l'adeguatezza del suddetto sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, nonché la sua efficacia;
- approva con cadenza almeno annuale il piano di lavoro predisposto dal Responsabile della Funzione *Audit*, sentiti il Collegio Sindacale e l'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- sentito il Collegio Sindacale, valuta i risultati esposti dal revisore legale nella eventuale lettera di suggerimenti e nella relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale;

> individua al suo interno uno o più Amministratori incaricati del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, ai sensi del Codice di Autodisciplina per le società quotate;

> su proposta dell'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione, previo parere favorevole dell'apposito Comitato, sentito il Collegio Sindacale, nomina e revoca il Responsabile della Funzione *Audit*, e ne definisce la remunerazione coerentemente con le politiche aziendali;

> su proposta dell'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, previo parere favorevole dell'apposito Comitato, sentito il Collegio Sindacale, assicura che il Responsabile della Funzione *Audit* sia dotato delle risorse adeguate all'espletamento delle proprie responsabilità;

> definisce, su proposta dell'apposito Comitato, una politica per la remunerazione degli Amministratori, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche. In attuazione della stessa:

- determina in base alle proposte formulate dal Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche;
- approva i piani di incentivazione a lungo termine per la generalità del *management*;

> valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e del Gruppo Enel Green Power; su proposta dell'Amministratore Delegato approva e modifica la struttura organizzativa di base della Società, nonché delibera sulle modifiche dell'assetto organizzativo generale del Gruppo Enel Green Power;

> valuta, sulla base delle informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato, il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo Enel Green Power, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, e verifica periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;

> provvede alla nomina del Direttore Generale nonché al conferimento dei relativi poteri;

> definisce la struttura societaria del Gruppo Enel Green Power, verificandone l'adeguatezza;

> su proposta dell'Amministratore Delegato:
- definisce gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo Enel Green Power;
- esamina e approva il piano industriale, corredato dal piano degli investimenti e il *budget* annuale della Società e del Gruppo Enel Green Power, dei quali provvede a monitorare periodicamente l'attuazione; e definisce i rischi compatibili con gli obiettivi strategici contemplati nel piano industriale;

> esamina e approva preventivamente le operazioni della Società e del Gruppo Enel Green Power aventi un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario, specie se effettuate con parti correlate. In particolare, a tale riguardo il Consiglio di Amministrazione delibera:
- sull'emissione di obbligazioni;
- sulla stipula di contratti di finanziamento per la Società a medio e lungo termine per un importo superiore a 25 milioni di euro;
- sul rilascio di garanzie e l'erogazione di finanziamenti nell'interesse di società del Gruppo Enel Green Power controllate o partecipate di importo superiore a 25 milioni di euro;
- su accordi di carattere strategico;
- sulle convenzioni (con Ministeri, enti locali ecc.) che comportino impegni superiori a 10 milioni di euro;
- su operazioni di costituzione di società, nonché di acquisizione o alienazione (anche tramite conferimento) di partecipazioni societarie o di rami di azienda, qualora si tratti di operazioni di valore superiore a 10 milioni di euro;

> formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci e riferisce in Assemblea sull'attività svolta e programmata, adoperandosi per assicurare agli azionisti un'adeguata informativa sugli elementi necessari perché essi possano concorrere consapevolmente alle decisioni di competenza assembleare;

> svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, esercitando le prerogative individuate dal Codice di Autodisciplina (secondo quanto indicato più in dettaglio nella presente sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi");

> approva le proposte in merito all'esercizio del diritto di voto nelle Assemblee delle principali società controllate e alla designazione dei membri degli organi amministrativi e di controllo.

Si segnala, infine, che l'Assemblea degli Azionisti non ha autorizzato in via generale e preventiva deroghe al divieto di concorrenza previsto dall'art. 2390 del codice civile

Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da sette a tredici membri, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci (che ne determina il numero entro tali limiti) per un periodo non superiore a tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.

In base alla legislazione vigente, tutti gli Amministratori devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti per i Sindaci di società con azioni quotate.

Lo statuto prevede, inoltre, in attuazione di quanto disposto dal Testo Unico della Finanza, che la nomina dell'intero Consiglio di Amministrazione abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire una presenza nell'organo di gestione di componenti designati dalle minoranze azionarie in misura pari ai tre decimi degli Amministratori da eleggere con arrotondamento,

in caso di numero frazionario inferiore all'unità, all'unità superiore.

Ciascuna lista deve includere almeno due candidati in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge, menzionando distintamente tali candidati e indicando uno di essi al primo posto della lista.

Inoltre – in attuazione delle integrazioni apportate nel luglio del 2011 al Testo Unico della Finanza al fine di assicurare l'equilibrio tra i generi nella composizione degli organi di amministrazione e di controllo delle società con azioni quotate, nonché alla luce delle disposizioni di attuazione dettate dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Emittenti, e in base alle modifiche statutarie deliberate dall'Assemblea straordinaria del 27 aprile 2012 – in occasione dei primi tre rinnovi del Consiglio di Amministrazione successivi al 12 agosto 2012, le liste che presentano un numero di candidati pari o superiore a tre dovranno includere altresì candidati di genere diverso, secondo quanto specificamente indicato nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.

Con riferimento alle modalità di elezione del Consiglio di Amministrazione, le modifiche statutarie da ultimo indicate contemplano poi un apposito meccanismo di "scorrimento" all'interno delle liste cui è previsto il ricorso qualora, a esito delle votazioni, non risulti rispettato l'equilibrio tra i generi richiesto dalla normativa vigente.

Le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possono essere presentate dal Consiglio di Amministrazione uscente ovvero da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultino titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla CONSOB con regolamento (in concreto, in funzione della capitalizzazione di Borsa delle azioni Enel Green Power, attualmente la quota di partecipazione richiesta risulta pari all'1% del capitale sociale).

Le liste devono essere depositate presso la sede sociale almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione; esse vengono quindi messe a disposizione del pubblico a cura della Società presso la sede sociale e pubblicate sul suo sito internet almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima, garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina del Consiglio di Amministrazione.

Un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati – accompagnata dall'indicazione dell'eventuale idoneità dei medesimi a qualificarsi come indipendenti ai sensi di legge e/o del Codice di Autodisciplina – forma oggetto di deposito presso la sede sociale, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società.

Ai fini del riparto degli Amministratori da eleggere non si tiene conto dei candidati indicati nelle liste che abbiano ottenuto un numero di voti inferiore alla metà della percentuale richiesta per la presentazione delle liste stesse (vale a dire, alla data della presente relazione, lo 0,50% del capitale sociale).

Per la nomina di Amministratori che, per qualsiasi ragione, non vengono eletti secondo il procedimento del "voto di lista", l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e in modo da assicurare comunque:

> la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla normativa applicabile (vale a dire la maggioranza degli Amministratori, in considerazione dello *status* di Enel Green Power di società quotata soggetta a direzione e coordinamento di altra società quotata);
> il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi; nonché
> il principio di una proporzionale rappresentanza delle minoranze azionarie nel Consiglio di Amministrazione.

La sostituzione degli Amministratori è regolata dalle disposizioni di legge. A integrazione di quanto stabilito da queste ultime, lo statuto dispone che:

> se uno o più degli Amministratori cessati erano stati tratti da una lista contenente anche nominativi di candidati non eletti, la sostituzione viene effettuata nominando, secondo l'ordine progressivo, persone tratte dalla lista cui apparteneva l'Amministratore venuto meno e che siano tuttora eleggibili e disposte ad accettare la carica;
> in ogni caso, la sostituzione degli Amministratori cessati viene effettuata da parte del Consiglio di Amministrazione assicurando la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge, nonché garantendo il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi;
> se viene meno la maggioranza degli Amministratori nominati dall'Assemblea, si intende dimissionario l'intero Consiglio e l'Assemblea deve essere convocata senza indugio dagli Amministratori rimasti in carica per la ricostituzione dello stesso.

Per quanto concerne l'adozione di un piano di successione per l'unico Amministratore esecutivo, si segnala che, il Consiglio di Amministrazione non ha proceduto a valu-

tare l'opportunità dell'adozione di detto piano alla luce dell'imminente scadenza del proprio mandato, ivi incluso quello dell'Amministratore Delegato.
In virtù di quanto sopra, si segnala che, alla data della Relazione, la Società non ha adottato uno specifico piano per la successione dell'Amministratore Delegato.
Si precisa che lo statuto sociale non contiene disposizioni diverse da quelle previste dalla normativa vigente per quanto riguarda le modifiche statutarie.
Si precisa inoltre che lo statuto sociale, conformemente a quanto disposto dall'art. 2365 del codice civile, conferisce al Consiglio di Amministrazione della Società la competenza a deliberare in merito all'adeguamento dello statuto medesimo a disposizioni normative.
A seguito della deliberazione dell'Assemblea ordinaria della Società del 27 aprile 2011, il Consiglio di Amministrazione in carica si compone di 10 membri.
In particolare, il 5 ottobre 2010, in data anteriore all'ammissione a quotazione delle azioni della Società sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana e sulle Borse spagnole, l'Assemblea ordinaria aveva deliberato che il Consiglio di Amministrazione fosse composto da sette membri, per la durata in carica di tre esercizi e, dunque, con scadenza in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2012. In tale occasione, sono stati eletti Consiglieri i signori: Luigi Ferraris, Francesco Starace, Carlo Angelici, Andrea Brentan, Giovanni Battista Lombardo, Carlo Tamburi e Luciana Tarozzi. Le nomine effettuate in tale Assemblea sono avvenute senza applicazione del meccanismo del "voto di lista" sopra indicato. Al riguardo, si segnala che Luigi Ferraris, Francesco Starace, Andrea Brentan e Carlo Tamburi sono stati Consiglieri di amministrazione della Società sin dalla sua costituzione avvenuta mediante scissione parziale da Enel Produzione SpA, con efficacia dal 1° dicembre 2008.
Successivamente, in conformità alle obbligazioni assunte in sede di quotazione, la Società e la controllante Enel SpA, ciascuna per quanto di propria competenza, hanno fatto sì che il Consiglio di Amministrazione della Società fosse integrato con tre ulteriori Amministratori indipendenti designati dalle minoranze azionarie in occasione della prima Assemblea ordinaria da tenersi dopo la quotazione.
Pertanto, il 27 aprile 2011, l'Assemblea ordinaria ha deliberato di aumentare da sette a 10 il numero dei membri del Consiglio di Amministrazione e ha nominato tre suoi nuovi componenti, di espressione delle minoranze azionarie, che scadranno insieme ai Consiglieri già in carica a tale data. In tale occasione, sono stati eletti Consiglieri i signori: Luca Anderlini, Giovanni Pietro Malagnino e Daniele Umberto Santosuosso. La nomina di tali Consiglieri è avvenuta senza l'applicazione del "voto di lista" sopra illustrato, poiché quest'ultimo, secondo quanto previsto dall'art. 13.3, lett. d), trova applicazione solo nell'ipotesi di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione.
Di seguito si riporta un breve profilo professionale dei componenti del Consiglio di Amministrazione, unitamente alla provenienza delle candidature dei Consiglieri nominati dall'Assemblea del 27 aprile 2011. Queste ultime sono state presentate da un raggruppamento di cinque investitori istituzionali e dalla Fondazione ENPAM.

Luigi Ferraris, Presidente - Laureato in Economia e Commercio, è entrato in Enel nel 1999 come *Chief Financial Officer* di Eurogen, Elettrogen e Interpower, società di generazione destinate alla vendita nell'ambito del processo di liberalizzazione del mercato elettrico Italiano.
Successivamente, ha ricoperto il ruolo di Responsabile Pianificazione, Controllo, Amministrazione e Servizi delle Divisioni Infrastrutture e Reti e Mercato, *Group Controller* e Direttore della Funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo. Attualmente, ricopre la posizione di Direttore della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo del Gruppo Enel. Luigi Ferraris ha iniziato la sua carriera professionale in Price Waterhouse nel 1988. In seguito ha ricoperto diverse posizioni manageriali in primarie aziende industriali quali Agusta, Piaggio VE e Sasib Beverage. Tra il 1996 e il 1999 è stato *Area Controller* Europa di Elsag Bailey Process Automation, azienda appartenente al Gruppo Finmeccanica e quotata al NYSE.
Attualmente è inoltre Presidente di Enel Servizi ed Enel.Factor SpA, Consigliere delle società Endesa SA, Enel Distribuzione SpA, Enel Produzione SpA, Enel Investment Holding BV e Fondazione Enel SpA Precedentemente è stato Consigliere delle società Wind, Weather Investments, Avisio Energia SpA, Enel Viesgo Generación SL, Electra di Viesgo Distribución SL, Enel Energia SpA, Enel Energy Europe Srl, Enel Rete Gas SpA, Enel.si Srl, Enel Trade SpA, Deval SpA, CISE, Enel Capital Srl, Sfera, OGK5, Enel Ingegneria e Innovazione SpA e membro del *Supervisory board* di Slovenské elektrárne AS.
Tra le altre attività che svolge, è docente presso il dipartimento di Economia dell'Università LUISS Guido Carli, titolare del corso "Strategie di Imprese".

Francesco Starace, Amministratore Delegato e Direttore Generale - Si è laureato in Ingegneria nucleare presso

il Politecnico di Milano. Ha ricoperto, dal 1982 al 1987, numerosi incarichi dirigenziali in Italia, negli Stati Uniti, in Arabia Saudita, in Egitto e negli Emirati Arabi nella società Sae Sadelmi, parte del Gruppo General Electric. Dal 1987 al 2000 ha lavorato presso ABB e poi presso Alstom Powers Corporation, dove è stato anche Amministratore Delegato della società ABB Combustion Engineering Italia e successivamente a Zurigo Direttore vendite globali e impianti chiavi in mano per la divisione turbine gas. È entrato a far parte del Gruppo Enel nel 2000 come responsabile dell'*Energy Management* di Enel Produzione SpA. È stato Direttore della Divisione Mercato dal 2005 al 2008.

Luca Anderlini, Consigliere (candidatura presentata da investitori istituzionali) - Laureato in Scienze Statistiche e Demografiche con indirizzo economico all'Università "La Sapienza" di Roma, ha conseguito un dottorato e un *master* in economia presso la University of Cambridge, *Faculty of Economics and Politics*. Dal 2001 è professore ordinario di Economia alla Georgetown University. Dal 1999 al 2001 è stato professore ordinario di economia alla Southampton University e dal 1990 al 1999 professore associato di Economia alla University of Cambridge*, Faculty of Economics and Politics*. Dal 1986 al 1999 è stato professore associato di economia alla University of Cambridge, St. John's College, dal 1986 al 1988 ricercatore alla University of Cambrige*, Department of Applied Economics*. Dal 2009 ricopre l'incarico di Direttore del programma PhD in *Economics* alla Georgetown University. Dal 1988 al 1989 è stato membro del "College Council" del St. John's College*,* Cambridge. Ha, inoltre, ricoperto diversi incarichi accademici, in particolare presso l'Einaudi Institute for Economics and Finance, l'International University College, il Collegio Carlo Alberto, l'Università LUISS Guido Carli, la London School of Economics, la Georgetown University*,* la University of Pennsylvania, Yale University nonché presso Harvard University. È autore di numerose pubblicazioni scientifiche e ha partecipato a diversi progetti di ricerca in ambito internazionale. Nel triennio 2008-2010 è stato Consigliere indipendente di Saipem SpA.

Carlo Angelici, Consigliere - Si è laureato in Giurisprudenza all'Università "La Sapienza" di Roma nell'anno accademico 1966/67. Dal 1974 ha ricoperto, presso vari atenei italiani, diversi incarichi di insegnamento (Diritto Bancario, Diritto Fallimentare, Diritto Industriale, Diritto Commerciale e Diritto delle Assicurazioni). Ordinario in Diritto Commerciale dal 1983. È attualmente titolare della cattedra di Diritto Commerciale presso la Facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Roma "La Sapienza". Nominato Preside della Facoltà di Giurisprudenza presso l'Università di Roma "La Sapienza" nel 1995, ha ricoperto tale carica fino al 2009. Autore di numerose pubblicazioni scientifiche in materia societaria, commerciale e delle assicurazioni. È stato anche incaricato dell'insegnamento di Storiografia della Rivoluzione francese presso la Facoltà di Scienze Umanistiche dell'Università di Roma "La Sapienza". Ha collaborato alla riforma del diritto societario italiano, facendo parte delle varie commissioni governative (commissione "Mirone" nel 1998, commissione "Vietti" nel 2001, commissione di coordinamento nel 2003) che si sono occupate della materia. È stato consulente giuridico del Ministero del Tesoro nel periodo 1999-2000. Ha ricoperto le cariche di Consigliere di amministrazione di Enel SpA dal 1999 al 2002, di segretario del Consiglio di Amministrazione di Alitalia SpA dal 2001 al 2003, di Consigliere di amministrazione di Telecom Italia Mobile SpA dal 2004 al 2005, di Consigliere di amministrazione di Stretto di Messina SpA dal 2005 al 2008, di Consigliere di amministrazione di SACE BT dal 2007 al 2010, nonché di Consigliere di amministrazione di Pirelli & Co SpA dal 2004 al 2010.

Andrea Brentan, Consigliere - Si è laureato in Ingegneria Meccanica presso il Politecnico di Milano e Master in *Applied Science* alla New York University. È stato Direttore Finanziario, Direttore Generale e Amministratore Delegato di Sae Sadelmi, società milanese appartenente al Gruppo ABB (1991-1999) e responsabile del *business* internazionale delle centrali convenzionali - ALSTOM (2000-2002). È entrato a far parte del Gruppo Enel nel novembre 2002 come responsabile delle Attività Internazionali e del *Business Development* all'interno della Divisione Generazione ed Energy Management. Al momento, è Amministratore Delegato di Endesa SA, Vicepresidente di Enersis SA, Amministratore Delegato di Enel Energy Europe Srl, Direttore della Divisione Iberia e America Latina e Consigliere di Enel Investment Holding BV.

Giovanni Battista Lombardo, Consigliere - Si è laureato in Giurisprudenza presso l'Università di Trieste. È stato Direttore di Sezione del Ministero delle Finanze, Direzione Generale delle Imposte Dirette - Reddito d'Impresa. Dopo le prime esperienze in un Ufficio Distrettuale e poi in un Ispettorato Compartimentale, è stato diretto collaboratore del Direttore Generale *pro tempore*, dott. Monacchi, occupandosi della stesura di testi legislativi, circolari e riso-

luzioni (1969-1983). Ha svolto la funzione di Responsabile dell'Ufficio Tributario dell'ANIA (Associazione Nazionale delle Imprese di Assicurazione), alle dirette dipendenze del Direttore Generale (1983-1985). È stato, altresì, Responsabile del Servizio Tributario dell'IRI, poi Condirettore Centrale capo dell'"Unità Affari Fiscali" di Gruppo; ha attivamente partecipato alla realizzazione delle operazioni straordinarie finalizzate alle privatizzazioni delle società controllate (1985-1998). Ha ricoperto l'incarico di Responsabile Tributario di Enel a partire dalla fase della societarizzazione e della successiva quotazione in Borsa delle azioni della Capogruppo Enel SpA (1998-2003). Nel corso degli anni, è stato Consigliere di Amministrazione di rilevanti società per azioni, quali Finmeccanica (società quotata), Cementir (società quotata), Finmare, Lloyd Triestino di Navigazione, Terni Acciai Speciali, Sogei. Nel 1997, su designazione dell'allora Ministro delle Finanze, è stato membro della Commissione Ministeriale incaricata di formulare i decreti di attuazione della legge 23 dicembre 1996, n. 662, in materia di modifica organica delle imposte sui redditi. È stato più volte docente della Scuola Centrale Tributaria "E. Vanoni". È stato membro dei comitati fiscali di Confindustria e Assonime.

Giovanni Pietro Malagnino, Consigliere (candidatura presentata dalla Fondazione ENPAM) - Laureato in Medicina e Chirurgia nel 1978 presso l'Università di Perugia e specializzato in Odontostomatologia nel 1980 presso l'Università di Roma "La Sapienza". Dal 1980 esercita la libera professione di odontoiatra con pratica limitata all'endodonzia. Dal 1983 è socio attivo della Società Italiana di Endodonzia e dal 1985 dell'American Association of Endodontics. È inoltre socio onorario dal 1987 della Société Française d'Endodontie. È stato membro del direttivo della SIE (1984-1986), membro del Consiglio di Presidenza dell'Associazione Nazionale dei Dentisti Italiani (1986-1988), nonché Segretario Generale (1989-1991) e Presidente Nazionale (1992-1995) dell'ANDI. Ha ricoperto la carica di Vicepresidente del Comitato di Coordinamento delle Società Scientifiche Odontoiatriche (1996-2000) ed è stato membro del Comitato Centrale della Federazione Nazionale degli Ordini dei Medici e degli Odontoiatri (1998-2000).
Dal 1997 è membro della Commissione degli esperti per gli studi di settore presso il SOSE e dal 2002 è coordinatore delle professioni sanitarie nella commissione degli esperti del SOSE. Dal 2000 al 2012 è stato Vicepresidente dell'Ente Nazionale di previdenza e Assistenza dei medici e degli odontoiatri, dal 2012 è Vicepresidente vicario della stessa Fondazione. Dal 2010 è Vicepresidente vicario dell'Associazione delle Casse di Previdenza Privatizzata (ADEPP).

Daniele Umberto Santosuosso, Consigliere (candidatura presentata da investitori istituzionali) - Laureato in Giurisprudenza presso l'Università "La Sapienza" di Roma nell'anno accademico 1986/87. Dal 1993 al 1998 è stato ricercatore universitario all'Università degli Studi di Perugia e nel 1998 è divenuto professore associato di Diritto Commerciale presso l'Università "La Sapienza" di Roma. Dal 2000 è professore ordinario alla cattedra di Diritto Commerciale presso l'Università "La Sapienza" di Roma, Facoltà di Economia, dove tiene due corsi di insegnamento, di Diritto Commerciale e di Diritto Commerciale Internazionale. È inoltre coordinatore del Master Universitario di II livello di Diritto Commerciale Internazionale e componente del collegio dei docenti del Dottorato di ricerca tra varie università consorziate in Diritto Commerciale. Ha svolto numerose attività di *visiting scholar* e *professor* presso varie università straniere tra cui la London School of Economics, l'Università di Heidelberg e la School of Law of U.C., Berkeley. È autore di volumi e saggi, nonché relazioni a convegni anche internazionali e membro e collaboratore di riviste scientifiche. È fondatore e direttore responsabile della "Rivista di Diritto Societario". Collabora con il quotidiano "Il Sole 24 Ore". È componente e consulente di associazioni anche di categoria e centri studi, ricerca e formazione in ambito nazionale e internazionale. È componente della Commissione Studi d'Impresa per il Consiglio Nazionale del Notariato; della Commissione diritto societario e commerciale del Consiglio dell'Ordine degli Avvocati di Roma, per il quale coordina i "Seminari di diritto societario"; della Scuola del notariato "Anselmo Anselmi" di Roma, dove insegna "Operazioni societarie straordinarie". Membro dal 1999 al 2002 del Consiglio di Amministrazione dell'Unità Organizzativa Interfacoltà della "Sapienza" e attualmente membro del Comitato scientifico della "Sapienza", c.d. Comitato *Spin-off,* preposto alla costituzione di società di capitali aventi come scopo l'utilizzazione imprenditoriale, in contesti innovativi, dei risultati della ricerca universitaria e lo sviluppo di nuovi prodotti e servizi. Consulente dal 1995 al 1996 del Ministro delle Poste e Telecomunicazioni. Componente effettivo della I e della II Commissione Governativa "Vietti" (2001-2004); del gruppo di studio presso il comitato ministeriale permanente per la riforma del Microcredito e della Microfinanza (dal 2005). Per incarico della CONSOB membro del tavolo di la-

voro per la "Regolamentazione della disciplina sulle parti correlate" (2010) e per la "Semplificazione regolamentare del mercato finanziario" (2011). È stato Consigliere di amministrazione indipendente, Presidente del comitato di controllo interno e del comitato remunerazioni della società quotata Kinexia SpA. Svolge l'attività professionale con il suo studio legale nel settore del diritto commerciale e societario, fallimentare, dei contratti e dell'arbitrato.

Carlo Tamburi, Consigliere - Laureato in Scienze Statistiche presso l'Università "La Sapienza" di Roma nel 1982. Ha ricoperto diversi incarichi negli ultimi 30 anni presso Citibank NA, l'IRI e il Ministero dell'Economia e delle Finanze. È stato presidente di Tirrenia di Navigazione SpA e membro del Consiglio di Amministrazione di diverse società italiane, tra cui Finmeccanica, Enel, Wind e Alitalia. È entrato a far parte del Gruppo Enel a livello operativo nel 2002 ed è attualmente il Responsabile della Divisione Internazionale.

Luciana Tarozzi, Consigliere - Ha svolto attività di carattere amministrativo in Enel ai vari livelli della struttura dal 1965 al 2005. In particolare, è stata Direttore - Responsabile Amministrazione *Corporate* dal 1997 al 2005; Responsabile del controllo di Gruppo e *Reporting* dal 1996 al 1997; Responsabile del Settore Pianificazione Economico-Finanziaria della Direzione Amministrativa dal 1994 al 1996; Capo del Servizio Bilancio Preventivo e *Budget* del Settore Pianificazione Economico-Finanziaria dal 1990 al 1994; Dirigente presso la Direzione Centrale Amministrativa dal 1988 al 1990. Nel periodo 2000-2005 è stata Consigliere di Amministrazione, senza deleghe, di alcune società del Gruppo Enel.

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi sono tenuti costantemente informati dalle competenti Funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l'esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali, così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo. In particolare, nel corso del 2012 e nei primi mesi del 2013 gli Amministratori non esecutivi e i Sindaci hanno partecipato a un programma di formazione organizzato da Assogestioni e Assonime sui compiti e le responsabilità inerenti alla carica di componente di organi di amministrazione e controllo di società con azioni quotate alla luce delle novità introdotte nella edizione 2011 del Codice di Autodisciplina. La Società ha, peraltro, organizzato nel corso del mese di dicembre 2012 un vertice strategico, dedicato all'analisi e all'approfondimento da parte dei componenti il Consiglio di Amministrazione delle strategie nei diversi settori di attività del Gruppo.
Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

Compensi

Il compenso dei componenti il Consiglio di Amministrazione è determinato dall'Assemblea dei soci; quello aggiuntivo per i componenti dei Comitati con funzioni consultive e propositive costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione è fissato dal Consiglio medesimo, sentito il parere del Collegio Sindacale; il trattamento economico complessivo spettante all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è anch'esso determinato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale.
Per una compiuta descrizione della struttura e della misura dei compensi in questione per l'esercizio 2012, si rinvia a quanto indicato nella seconda sezione della Relazione sulla Remunerazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni, in data 2 aprile 2013 e disponibile presso la sede sociale, nonché sul sito internet della Società.

Limiti al cumulo degli incarichi degli Amministratori

Gli Amministratori accettano la carica e la mantengono in quanto ritengono di potere dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, tenuto conto sia del numero e della qualità degli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, sia dell'impegno loro richiesto dalle ulteriori attività lavorative e professionali svolte e dalle cariche associative ricoperte.
A tale riguardo, si segnala che, nel mese di giugno 2010, il Consiglio di Amministrazione ha approvato (e formalizzato in un apposito documento, che ha formato oggetto di modifica e di aggiornamento nel mese di dicembre

2012) una *policy* in merito al numero massimo di incarichi che i relativi componenti possono rivestire negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, al fine di assicurare agli interessati una disponibilità di tempo idonea a garantire un efficace espletamento del ruolo da essi ricoperto nel Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power, che tenga conto della relativa partecipazione ai Comitati costituiti nell'ambito del medesimo Consiglio.

Seguendo le indicazioni fornite dal Codice di Autodisciplina, la menzionata *policy* considera a tal fine rilevanti i soli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo delle seguenti tipologie di società:

a) società con azioni quotate in mercati regolamentati, anche esteri;
b) società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che operano nei settori assicurativo, bancario, dell'intermediazione mobiliare, del risparmio gestito o finanziario;
c) altre società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che, pur operando in settori diversi da quelli indicati alla precedente lettera b), abbiano un attivo patrimoniale superiore a 1.000 milioni di euro ovvero ricavi superiori a 1.700 milioni di euro in base all'ultimo bilancio approvato.

Nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, la *policy* elaborata dal Consiglio di Amministrazione individua, quindi, limiti differenziati al cumulo degli incarichi (resi misurabili attraverso un sistema di "pesi" specifici per ciascun tipo di incarico) in funzione (i) dell'impegno connesso al ruolo ricoperto da ciascun Amministratore tanto nell'organo gestorio di Enel Green Power (ivi inclusa l'eventuale partecipazione nei Comitati costituiti al suo interno) quanto negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, nonché (ii) della natura delle società presso cui vengono svolti gli altri incarichi, escludendo dal relativo computo quelli rivestiti in società controllate ovvero partecipate da Enel Green Power, in società che controllano Enel Green Power o che esercitano sulla stessa l'attività di direzione e coordinamento ovvero in società che condividono con Enel Green Power il medesimo soggetto controllante.

In occasione delle modifiche apportate alla *policy* in questione nel mese di dicembre 2012, è stato espressamente previsto – in linea con le raccomandazioni introdotte nell'edizione 2011 del Codice di Autodisciplina – che, salvo diversa e motivata valutazione espressa da parte del Consiglio di Amministrazione, l'Amministratore Delegato di Enel Green Power non può comunque rivestire l'incarico di Amministratore in un'altra società di rilevanti dimensioni che non appartenga al Gruppo Enel Green Power e di cui sia principale responsabile della gestione (*chief executive officer*) un Amministratore di Enel Green Power.

In base alle comunicazioni effettuate dagli Amministratori della Società nonché alle verifiche compiute dal Consiglio di Amministrazione, da ultimo, nel mese di febbraio 2013, è emerso che ciascuno degli Amministratori di Enel Green Power ricopre attualmente un numero di incarichi negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni che risulta compatibile con i limiti posti dalla *policy*.

Riunioni del Consiglio di Amministrazione e ruolo del Presidente

Nel corso dell'esercizio 2012 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 16 riunioni, durate in media circa 2 ore e 15 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei diversi Consiglieri e la presenza del Collegio Sindacale. Per quanto riguarda l'esercizio 2013, sono state programmate 13 riunioni consiliari di cui 4 già tenute.

Alle riunioni del Consiglio di Amministrazione sono regolarmente invitati a prendere parte i responsabili delle Funzioni aziendali competenti sulle diverse materie all'ordine del giorno, i quali provvedono a fornire gli opportuni approfondimenti sugli argomenti in discussione.

Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente, che svolge un ruolo di impulso sul funzionamento di tale organo. In particolare, il Presidente convoca le riunioni consiliari, ne fissa l'ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, adoperandosi affinché ai Consiglieri siano tempestivamente fornite – fatti salvi i casi di necessità e urgenza – la documentazione e le informazioni necessarie affinché il Consiglio possa esprimersi consapevolmente sulle materie sottoposte al suo esame.

Al Presidente spettano i poteri previsti dalla legge e dallo statuto, per quanto concerne il funzionamento degli organi sociali (Assemblea e Consiglio di Amministrazione), nonché la legale rappresentanza della Società e la firma sociale. Inoltre, in base alla deliberazione consiliare del 5 ottobre 2010 (quale modificata in data 19 dicembre 2012), il Presidente verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

Valutazione del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati

Nei mesi di gennaio e febbraio 2013, in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse in Italia e all'estero e recepite dal Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore non avente alcun ulteriore rapporto professionale con Enel Green Power o con altre società del Gruppo, ha effettuato una valutazione sul funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi Comitati, nonché sulla loro dimensione e composizione, tenendo anche conto di elementi quali le caratteristiche professionali, di esperienza, anche manageriale, e di genere dei suoi componenti, nonché della loro anzianità di carica (c.d. "*board review*").

L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun Consigliere avvenuta nel corso di interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, si è concentrata sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio stesso, quali: (i) la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) l'organizzazione e lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) la composizione e il funzionamento dei Comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (iv) l'adeguatezza delle strutture organizzative che supportano i lavori del Consiglio di Amministrazione e dei suoi Comitati; (v) le riunioni di *induction* sugli aspetti strategici e operativi più rilevanti.

Tra i punti di forza emersi dalla *board review* relativa all'esercizio 2012, si segnalano, anzitutto, un clima di collaborazione e un'atmosfera di lavoro positiva; la composizione e le dimensioni del Consiglio di Amministrazione sono ritenute sostanzialmente adeguate all'esigenze della Società; così come la frequenza e la durata delle riunioni; sono state particolarmente apprezzate sia le sessioni di approfondimento su tematiche quali rischi, strategie, esigenze finanziarie e sostenibilità aziendale, sia la trasparenza e le modalità attraverso cui si procede all'elaborazione e all'analisi delle strategie, nell'interesse di tutti gli azionisti. Il supporto e gli approfondimenti sulle tematiche di maggiore rilievo forniti dai *top manager*, chiamati a intervenire nel corso delle riunioni consiliari, sono stati ritenuti di grande qualità. Per quanto riguarda i Comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è stato espresso un ampio consenso in merito alla struttura e alle relative responsabilità. Il quadro complessivo rileva soddisfazione e apprezzamento relativamente al Consiglio di Amministrazione ed evidenzia che le modalità di funzionamento del Consiglio sono migliorate. Una maggiore consapevolezza e conoscenza del *business* ha incoraggiato il livello di partecipazione dei Consiglieri e migliorato la qualità del dibattito.

Il Presidente esercita il proprio ruolo con efficacia e riscuote l'apprezzamento dei Consiglieri.

Tra le aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri, è stata sottolineata l'opportunità di assicurare una più tempestiva consegna della documentazione oggetto di esame da parte del Consiglio di Amministrazione, nonché una più tempestiva verbalizzazione delle riunioni; l'esigenza di analizzare e approfondire ulteriormente l'evoluzione normativa e regolamentare di settore nonché l'analisi della gestione dei rischi e la necessità di migliorare la comprensione dei fattori chiave del *business*.

Peraltro, tenuto conto degli esiti della *board review,* il Consiglio di Amministrazione, alla luce dell'imminente scadenza del suo mandato e in vista dell'Assemblea degli Azionisti convocata per l'approvazione del Bilancio 2012 e il rinnovo del Consiglio medesimo, ha espresso, sulla base delle raccomandazioni formulate dal Comitato per le nomine e le remunerazioni, i propri orientamenti sulle figure professionali che ritiene opportune all'interno del Consiglio stesso. Detti orientamenti sono confluiti nella relazione del Consiglio di Amministrazione dedicata al punto all'ordine del giorno dell'Assemblea relativo al rinnovo dell'organo di amministrazione.

Amministratori esecutivi e non esecutivi

Il Consiglio di Amministrazione si compone di Amministratori esecutivi e non esecutivi. Nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, sono considerati Amministratori esecutivi:

> l'Amministratore Delegato della Società (ovvero di società del Gruppo Enel Green Power aventi rilevanza strategica) nonché il relativo Presidente cui siano attribuite deleghe individuali di gestione o che abbia uno specifico ruolo nell'elaborazione delle strategie aziendali;

> gli Amministratori che ricoprono incarichi direttivi nella Società (ovvero in società del Gruppo Enel Green Power aventi rilevanza strategica) ovvero presso il soggetto controllante, quando l'incarico riguardi anche la Società.

Gli Amministratori che non rientrano in alcuna delle casistiche sopra indicate sono qualificabili come non esecutivi. In base all'analisi compiuta dal Consiglio di Amministrazione nel mese di ottobre 2010 e da ultimo nel mese di febbraio 2013, tenuto conto dell'assetto dei poteri in precedenza descritto, il solo Amministratore Delegato risulta qualificabile come Amministratore esecutivo. Pertanto, il Presidente (Luigi Ferraris) e gli ulteriori otto Amministratori attualmente in carica (Luca Anderlini, Carlo Angelici, Andrea Brentan, Giovanni Battista Lombardo, Giovanni Pietro Malagnino, Carlo Tamburi, Daniele Umberto Santosuosso e Luciana Tarozzi) risultano qualificabili come non esecutivi.

Per quanto riguarda l'Amministratore Delegato, a quest'ultimo sono conferiti tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti da disposizioni di legge e di regolamento, dallo statuto sociale ovvero dall'assetto dei poteri emendato, da ultimo, nel mese di dicembre 2012 al fine di recepire le nuove raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, edizione 2011 (per quanto concerne le materie che in base a tale assetto risultano riservate al Consiglio di Amministrazione, si fa rinvio a quanto indicato nella presente sezione del documento *sub* "Consiglio di Amministrazione - Ruolo e funzioni").

Il numero, la competenza, la professionalità, l'autorevolezza e la disponibilità di tempo degli Amministratori non esecutivi risultano quindi idonei a garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari.

Gli Amministratori non esecutivi apportano le loro specifiche competenze nelle discussioni consiliari, in modo da favorire un esame degli argomenti in discussione secondo prospettive diverse e una conseguente assunzione di deliberazioni meditate, consapevoli e allineate con l'interesse sociale.

Amministratori indipendenti

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati o comunque a disposizione della Società, subito dopo la nomina di ciascun Consigliere (ottobre 2010, maggio 2011 e gennaio 2012) e da ultimo nel mese di febbraio 2013, il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza dei requisiti di indipendenza contemplati dal Codice di Autodisciplina in capo ai Consiglieri Luca Anderlini, Carlo Angelici, Giovanni Battista Lombardo, Giovanni Pietro Malagnino, Daniele Umberto Santosuosso e Luciana Tarozzi.

In particolare, sono stati considerati indipendenti i Consiglieri che non intrattengono, né hanno di recente intrattenuto, neppure indirettamente, con la Società o con soggetti legati alla Società, relazioni tali da condizionarne attualmente l'autonomia di giudizio.

La procedura seguita al riguardo da parte del Consiglio di Amministrazione ha preso le mosse dall'esame di un documento informativo, nel quale sono stati riportati gli incarichi rivestiti e i rapporti intrattenuti dai componenti del Consiglio di Amministrazione suscettibili di assumere rilievo ai fini della valutazione della relativa indipendenza; a tale fase ha fatto seguito l'autovalutazione condotta da ciascuno dei Consiglieri interessati circa la propria posizione personale, seguita dalla valutazione finale compiuta collegialmente dal Consiglio di Amministrazione con l'astensione, a rotazione, dei singoli componenti la cui posizione ha formato oggetto di esame.

Nel formulare la propria valutazione circa l'indipendenza dei Consiglieri non esecutivi, il Consiglio di Amministrazione ha tenuto conto delle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza, e ha applicato a tale riguardo il principio della prevalenza della sostanza sulla forma indicato dallo stesso Codice.

In occasione delle valutazioni effettuate nel mese di ottobre 2010, di maggio 2011, gennaio 2012 e da ultimo nel mese di febbraio 2013, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai sei Amministratori sopra indicati – vale a dire Luca Anderlini, Carlo Angelici, Giovanni Battista Lombardo, Giovanni Pietro Malagnino, Daniele Umberto Santosuosso e Luciana Tarozzi – anche il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge (in particolare dal Testo Unico della Finanza e regolamenti attuativi) per i Sindaci di società con azioni quotate (tali requisiti sono distintamente indicati nella Tabella 1 riportata in allegato).

Nel corso del mese di dicembre 2010, di maggio 2011, di febbraio 2012 e nonché, da ultimo, nel mese di febbraio 2013, il Collegio Sindacale ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accertamento trasparente, che ha consentito al Consiglio stesso di prendere conoscenza dei rapporti potenzialmente rilevanti ai fini della valutazione di indipendenza.

Gli Amministratori indipendenti si sono riuniti, in assenza degli altri Amministratori, nel mese di ottobre 2012; in tale occasione, essi hanno avuto modo di valutare, tra l'altro, l'assetto organizzativo della Società e alcuni aspetti del recepimento del Codice di Autodisciplina, ivi inclusi i tempi dell'informativa pre-consiliare e il ruolo del Consiglio di Amministrazione sull'adozione di un piano di successione dell'Amministratore esecutivo.
In considerazione del fatto che il Presidente del Consiglio di Amministrazione della Società non ricopre il ruolo di principale responsabile della gestione dell'impresa (*chief executive officer*) né risulta disporre di una partecipazione di controllo nella Società, non ricorrono i presupposti previsti dal Codice di Autodisciplina per la nomina di un *lead independent director*. Inoltre, si segnala che, alla data della presente relazione, gli Amministratori indipendenti non si sono avvalsi della facoltà di richiedere la nomina di un *lead independent director* prevista dal Codice di Autodisciplina per gli emittenti appartenenti al FTSE MIB.
Si fa presente che la Società, quale emittente soggetto a direzione e coordinamento di altra società quotata, è dotata di un Consiglio di Amministrazione composto per la maggioranza da Amministratori qualificabili come indipendenti secondo l'accezione sopra indicata, in conformità con quanto previsto dalla normativa vigente. Il ruolo di tali Amministratori assume rilevanza sia all'interno del Consiglio di Amministrazione sia nell'ambito dei Comitati. Fermo restando quanto sopra, l'indipendenza di giudizio caratterizza l'attività di tutti gli Amministratori, anche di coloro che non siano qualificabili come tali.

Comitati

Nel mese di giugno 2010 il Consiglio di Amministrazione, al fine di garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni, ha istituito nel proprio ambito un Comitato per le remunerazioni e un Comitato per il controllo interno, dotati di funzioni consultive e propositive e incaricati di trattare tematiche delicate e fonte di possibili conflitti di interesse. Il Comitato per il controllo interno agisce anche in qualità di Comitato parti correlate. In linea con le raccomandazioni introdotte nell'edizione 2011 del Codice di Autodisciplina, nel mese di dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione ha modificato le competenze di entrambi i Comitati, nonché la loro denominazione rispettivamente in Comitato per le nomine e le remunerazioni e Comitato controllo e rischi; in tale contesto, inoltre, ha mantenuto in capo a quest'ultimo anche le funzioni di Comitato parti correlate.
In conformità con quanto previsto dalla normativa vigente, tali Comitati sono composti esclusivamente da Amministratori indipendenti nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un presidente e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei Comitati stessi.
Nel mese di giugno 2010 il Consiglio di Amministrazione ha approvato appositi regolamenti organizzativi che disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento di ciascun Comitato. Successivamente, nel mese di dicembre 2011, il Consiglio di Amministrazione ha approvato alcune modifiche al Regolamento organizzativo dell'allora Comitato per le remunerazioni (ora Comitato per le nomine e le remunerazioni), al fine di adeguare quest'ultimo alle modifiche dell'art. 7 del Codice di Autodisciplina introdotte nel marzo 2010. Infine, nel mese di dicembre 2012, il Consiglio di Amministrazione ha apportato ai regolamenti di entrambi i Comitati nuove modifiche volte, tra l'altro, a recepire le raccomandazioni introdotte nell'edizione 2011 del Codice di Autodisciplina.
Sulla base degli attuali regolamenti organizzativi, i Comitati, nello svolgimento delle proprie funzioni hanno facoltà di accesso alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei rispettivi compiti e possono avvalersi di consulenti esterni a spese della Società, nei limiti del *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione. A tale ultimo riguardo, si segnala che il Comitato per le nomine e le remunerazioni, qualora intenda avvalersi dei servizi di un consulente al fine di ottenere informazioni sulle pratiche di mercato in materia di politiche retributive, verifica preventivamente che tale consulente non si trovi in situazioni suscettibili di comprometterne in concreto l'indipendenza di giudizio.
Ciascun Comitato provvede alla nomina di un segretario, scelto anche al di fuori dei propri componenti, cui è affidato il compito di redigere il verbale delle riunioni.
Alle riunioni di ciascun Comitato partecipa il Presidente del Collegio Sindacale, ovvero altro Sindaco da lui designato (dovendosi segnalare al riguardo che, a decorrere dal mese di dicembre 2012 e in linea con le raccomandazioni introdotte nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, anche gli altri Sindaci effettivi hanno facoltà di intervenire), e possono prendere parte altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero esponenti delle Funzioni aziendali o

soggetti terzi la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle funzioni del Comitato stesso, appositamente invitati dal rispettivo presidente. Alle riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni prende inoltre parte, di norma, il Responsabile della Funzione Personale e Organizzazione, così come alle riunioni del Comitato controllo e rischi prende parte, di regola, il Responsabile della Funzione *Audit*.

Comitato per le nomine e le remunerazioni

Il Comitato per le nomine e le remunerazioni (che, fino al mese di dicembre 2012 ha operato con la denominazione e le funzioni di Comitato per 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 alla composizione del Consiglio stesso, nonché alla remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche.

Il compenso degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche è stabilito in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare persone dotate delle qualità professionali richieste per gestire con successo la Società.

In tale ambito, spetta al Comitato adoperarsi affinché la remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche venga definita in modo tale da allineare i loro interessi con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo. In particolare, una parte significativa della remunerazione dell'Amministratore esecutivo e dei dirigenti con responsabilità strategiche è legata al raggiungimento di specifici obiettivi di *performance*, anche di natura non economica, preventivamente indicati e determinati in coerenza con le linee guida contenute nella politica per la remunerazione.

La remunerazione degli Amministratori non esecutivi risulta commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai Comitati. Si segnala, al riguardo, che, in linea con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, tale remunerazione non è in alcun modo legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo e gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

Nessun Amministratore può prendere parte alle riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione relative ai propri emolumenti, salvo che si tratti di proposte che riguardano la generalità dei componenti i Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio stesso.

Al Comitato, sulla base del Regolamento organizzativo vigente sino al 19 dicembre 2012, sono stati attribuiti i seguenti compiti, di natura propositiva e consultiva:

> formulare al Consiglio di Amministrazione proposte in merito alla politica generale per la remunerazione degli Amministratori esecutivi, degli altri Amministratori investiti di particolari cariche e dei dirigenti con responsabilità strategiche, valutando periodicamente l'adeguatezza, la coerenza complessiva e la concreta applicazione della politica adottata e avvalendosi delle informazioni fornite dall'Amministratore Delegato per quanto riguarda l'attuazione di tale politica nei riguardi dei dirigenti con responsabilità strategiche;

> presentare al Consiglio di Amministrazione proposte o esprimere pareri sulla remunerazione degli Amministratori esecutivi e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche, nonché sulla fissazione degli obiettivi di *performance* correlati alla componente variabile di tale remunerazione, provvedendo a monitorare l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso e verificando, in particolare, l'effettivo raggiungimento degli obiettivi di *performance*;

> esaminare preventivamente la relazione annuale sulla remunerazione da mettere a disposizione del pubblico in vista dell'Assemblea annuale di bilancio.

Inoltre, nell'ambito del recepimento delle nuove raccomandazioni dell'edizione 2011 del Codice di Autodisciplina, come già illustrato, il Consiglio di Amministrazione ha assegnato al Comitato nuove funzioni e ha modificato la sua denominazione da Comitato per le remunerazioni in Comitato per le nomine e le remunerazioni. Nello specifico, il Comitato, oltre ad aver mantenuto nella sostanza le competenze precedentemente assegnate:

> formula pareri al Consiglio di Amministrazione in merito alla dimensione e alla composizione del Consiglio stesso ed esprime raccomandazioni in merito alle figure professionali la cui presenza all'interno del medesimo Consiglio sia ritenuta opportuna;

> esprime raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito al numero massimo di incarichi negli organi di amministrazione o di controllo di altre società quotate in mercati regolamentati, di società finanzia-

rie, bancarie, assicurative o, comunque, di rilevanti dimensioni che possa essere considerato compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di Amministratore della Società;

> esprime raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito a eventuali fattispecie problematiche connesse all'applicazione del divieto di concorrenza previsto a carico degli Amministratori dall'art. 2390 del codice civile, qualora l'Assemblea, per esigenze di carattere organizzativo, abbia autorizzato in via generale e preventiva deroghe a tale divieto;

> propone al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di Amministratore, tenendo conto delle segnalazioni eventualmente pervenute dagli azionisti:
  - in caso di cooptazione, qualora occorra sostituire Amministratori indipendenti;
  - qualora, in caso di rinnovo del Consiglio di Amministrazione, sia prevedibile che non vi sia la possibilità di trarre dalle liste presentate dagli azionisti il numero di Amministratori richiesto, affinché il Consiglio uscente possa, quindi, esprimere candidature da sottoporre all'Assemblea;
  - qualora, in caso di rinnovo del Consiglio di Amministrazione, il Consiglio uscente decida di avvalersi della facoltà, prevista dall'art. 13.3 dello statuto, di presentare una propria lista.

Il Comitato per le nomine e le remunerazioni, nell'ambito delle proprie competenze, svolge inoltre un ruolo di primo piano nell'elaborazione e nella verifica dell'andamento dei sistemi di incentivazione a lungo termine rivolti al *management*, intesi quali strumenti finalizzati ad attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone il senso di appartenenza e assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore.

Il Comitato per le nomine e le remunerazioni è attualmente composto dagli Amministratori indipendenti Carlo Angelici (con funzioni di presidente), Daniele Umberto Santosuosso e Luca Anderlini, nominati dal Consiglio di Amministrazione del 10 maggio 2011. Il Consigliere Luca Anderlini risulta in possesso di un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria, come accertato dal Consiglio di Amministrazione al momento della nomina. In precedenza, il Comitato era composto dai Consiglieri Carlo Angelici (sempre con funzioni di presidente), Giovanni Battista Lombardo e Luciana Tarozzi.

Nel corso del 2012 il Comitato ha tenuto 5 riunioni, regolarmente verbalizzate, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del Presidente del Collegio Sindacale) e da una durata media di 2 ore e 30 minuti ciascuna; il Comitato, inoltre ha fatto ricorso, a spese della Società, a un consulente esterno indipendente.

Nel corso del 2012 il Comitato – oltre a elaborare i contenuti dei piani di incentivazione a lungo termine – si è occupato di definire gli aspetti applicativi della componente variabile della remunerazione dell'Amministratore Delegato, individuando in particolare gli obiettivi annuali da assegnare all'interessato e verificando il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio. Nel corso del 2012, inoltre, il Comitato per le remunerazioni ha definito nei primi mesi dell'anno i contenuti della politica per la remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche riferita allo stesso 2012; tale politica è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 2 aprile 2012 ed è stata, quindi, sottoposta al voto consultivo dell'Assemblea ordinaria del 27 aprile 2012, che ha espresso al riguardo un voto favorevole. Il Comitato – oltre a elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo all'esercizio 2012 e a effettuare una generale ricognizione dell'andamento dei piani di incentivazione in essere – si è altresì occupato degli aspetti applicativi della componente variabile della remunerazione dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, individuando in particolare gli obiettivi economico-gestionali annuali da assegnare allo stesso e verificando il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio. Il Comitato ha infine analizzato l'evoluzione della politica retributiva concernente il *management* e ha avviato nell'ultima parte dell'anno l'elaborazione della politica per la remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche riferita al 2013, che a seguito della definizione da parte del Comitato è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 2 aprile 2013.

Comitato controllo e rischi

Il Comitato controllo e rischi (che fino al mese di dicembre 2012 ha operato con la denominazione di Comitato per il controllo interno e nel rispetto delle attribuzioni a quest'ultimo assegnate, in coerenza con le raccomandazioni della edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006) 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.

In particolare, al Comitato controllo e rischi sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo definiti dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2012), che hanno ampliato le attribuzioni già a esso spettanti nella qualità di Comitato per il controllo interno:

> supportare il Consiglio di Amministrazione, mediante la formulazione di specifici pareri, nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati dal Codice di Autodisciplina in materia di controllo interno e di gestione dei rischi (si segnala che tali compiti formano oggetto di analisi nella presente sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi");
> valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentiti i revisori legali e il Collegio Sindacale, il corretto utilizzo dei princípi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione delle relazioni finanziarie periodiche;
> esprimere pareri su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali;
> esaminare le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla Funzione *Audit*;
> monitorare l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della Funzione *Audit*;
> svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento all'esame delle principali regole e procedure aziendali connesse al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e che risultano avere rilevanza nei confronti degli *stakeholder* – con particolare riferimento al modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo 231/2001, al Codice Etico, al piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" – sottoponendo tali documenti all'approvazione del Consiglio di Amministrazione e valutando loro eventuali successive modifiche o integrazioni;
> riferire al Consiglio di Amministrazione, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il Comitato in questione può inoltre chiedere alla Funzione *Audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale, al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, salvo i casi in cui l'oggetto della richiesta di verifica verta specificamente sull'attività di tali soggetti.

Nel dicembre 2010, a seguito dell'adozione da parte della Società di una nuova procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate ai sensi dell'art. 2391 *bis* del codice civile, del regolamento adottato dalla CONSOB con deliberazione n. 17221/2010 e successive modifiche e integrazioni (nel prosieguo, la "Procedura"), sono state attribuite al Comitato in questione le funzioni di Comitato parti correlate, il cui compito è quello di esprimere parere preventivo sulle operazioni tra la Società e una o più parti correlate (come individuate dalla Procedura) nei termini e alle condizioni previsti dalla Procedura stessa.

La Procedura è stata adottata nel dicembre del 2010, è entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2011 ed è stata oggetto di modifiche nel dicembre 2012.

Il Comitato è attualmente composto dai Consiglieri indipendenti Giovanni Battista Lombardo (con funzioni di presidente), Luciana Tarozzi e Giovanni Pietro Malagnino, nominati dal Consiglio di Amministrazione del 10 maggio 2011. In precedenza, il Comitato era costituito dai Consiglieri Giovanni Battista Lombardo (sempre con funzioni di presidente), Luciana Tarozzi e Carlo Angelici, nominati dal Consiglio di Amministrazione del 5 ottobre 2010, il quale ha inoltre riconosciuto in capo ai Consiglieri Giovanni Battista Lombardo e Luciana Tarozzi il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria.

Nel corso del 2012 il Comitato ha tenuto 13 riunioni, regolarmente verbalizzate, della durata media di 2 ore e 30 minuti che sono state caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti, nonché del Presidente del Collegio Sindacale. Tre delle riunioni del Comitato sono state tenute nella sua qualità di Comitato parti correlate ai sensi dalla Procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate.

Nel corso del 2012 il Comitato in questione (i) si è concentrato anzitutto sulla valutazione del piano di lavoro elaborato dal Responsabile della Funzione *Audit* e dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno precedente; (ii) ha effettuato una valutazione degli assetti organizzativi, contabili e amministrativi nonché del controllo interno di alcune società del Gruppo Enel Green Power ritenute particolarmente significative; (iii) ha monitorato l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231 dell'8 giugno 2001, occupandosi anche dell'aggiornamento del modello stesso; e (iv) ha analizzato i contenuti della edizione del Codice

di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, individuando quindi le modalità di recepimento da parte della Società delle raccomandazioni contenute in tale documento, che sono state sottoposte all'approvazione del Consiglio di Amministrazione nel dicembre 2012, unitamente alle connesse proposte di modifica dell'assetto dei poteri e di alcune procedure e regolamenti aziendali in materia di governo societario.

Durante il periodo di riferimento il Comitato ha inoltre espresso parere favorevole, per quanto di propria competenza, circa l'affidamento di alcuni specifici incarichi aggiuntivi al revisore principale di Gruppo in applicazione dell'apposita procedura, adottata nel corso del mese di giugno 2010, circa l'assegnazione di incarichi alle società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo; al riguardo, si segnala che detta procedura è stata sostituita da una nuova procedura adottata dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 19 dicembre 2012 che non assegna più competenze specifiche al Comitato.

Il Comitato ha valutato le segnalazioni pervenute nel corso dell'esercizio 2012 in base alle previsioni del Codice Etico, ha esaminato alcune operazioni con parti correlate e ha formulato, per quanto di propria competenza, una valutazione positiva circa l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel corso dell'esercizio precedente.

Nel corso del 2012 il Comitato, nello svolgimento delle proprie funzioni, ha inoltre tenuto alcuni incontri con i responsabili di alcune Funzioni aziendali.

Il Comitato ha poi monitorato il permanente rispetto nell'ambito del Gruppo Enel Green Power della normativa in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Infine, nel corso delle riunioni nella sua qualità di Comitato parti correlate, il Comitato (i) ha condiviso alcune proposte di modifica della procedura aziendale per la disciplina delle operazioni con parti correlate e del regolamento organizzativo del Comitato, essenzialmente al fine di aggiornare i contenuti in sede di recepimento delle raccomandazioni contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011; e (ii) ha espresso parere motivato su talune operazioni con parti correlate, valutando, per ciascuna di esse, l'interesse di Enel Green Power al compimento dell'operazione, nonché la convenienza e la correttezza sostanziale delle relative condizioni.

Collegio Sindacale

Secondo le previsioni di legge e dello statuto della Società, il Collegio Sindacale si compone di tre Sindaci effettivi e due supplenti, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.

Oltre a esercitare i compiti a esso assegnati dalla legge (e indicati nella prima sezione del presente documento, *sub* "Organizzazione della Società"), nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina il Collegio Sindacale dispone:

> del potere esercitabile anche individualmente dai Sindaci di chiedere alla Funzione *Audit* della Società lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative od operazioni aziendali;

> del potere di scambiare tempestivamente con il Comitato controllo e rischi le informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.

In base alla legislazione vigente, i componenti il Collegio Sindacale devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate, integrati, quanto ai soli requisiti di professionalità, attraverso apposite previsioni statutarie. In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che i componenti il Collegio Sindacale possono assumere presso società di capitali italiane sono stati individuati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dal Testo Unico della Finanza – lo statuto prevede che la nomina dell'intero Collegio Sindacale abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire la presenza nell'organo di controllo di un Sindaco effettivo (cui spetta la carica di presidente) e di un Sindaco supplente (destinato a subentrare nella carica di presidente, in caso di cessazione anticipata del titolare dall'ufficio) designati dalle minoranze azionarie.

Tale sistema elettivo prevede che le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possano essere presentate da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultino titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla CONSOB con regolamento per la presentazione delle liste di candidati per la nomina del Consiglio di Amministrazione (in concreto, in funzione della capitalizzazione di Bor-

sa delle azioni Enel Green Power, attualmente la quota di partecipazione richiesta risulta pari all'1% del capitale sociale). Inoltre – in attuazione delle integrazioni apportate nel luglio del 2011 al Testo Unico della Finanza al fine di assicurare l'equilibrio tra i generi nella composizione degli organi di amministrazione e di controllo delle società con azioni quotate, nonché alla luce delle disposizioni di attuazione dettate dalla CONSOB con regolamento, e in base alle modifiche statutarie deliberate dall'Assemblea straordinaria del 27 aprile 2012 – in occasione dei primi tre rinnovi del Collegio Sindacale successivi al 12 agosto 2012, le liste che presentano un numero complessivo di candidati (tra membri effettivi e supplenti) pari o superiore a tre dovranno includere, tanto ai primi due posti della sezione della lista relativa ai Sindaci effettivi, quanto ai primi due posti della sezione della lista relativa ai Sindaci supplenti, candidati di genere diverso.

Le liste devono essere depositate, a cura di chi procede alla relativa presentazione, presso la sede sociale almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Collegio Sindacale e debbano quindi essere pubblicate a cura della Società sul proprio sito internet e messe a disposizione del pubblico presso la sede sociale almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima, accompagnate da un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati, garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina dell'organo di controllo.

Per la nomina di Sindaci che abbia luogo al di fuori delle ipotesi di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e senza osservare il procedimento sopra previsto, ma comunque in modo tale da assicurare (i) il rispetto del principio di rappresentanza delle minoranze azionarie in seno al Collegio Sindacale; nonché (ii) il rispetto della normativa vigente in materia di equilibrio tra i generi.

In ogni caso, i Sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno eletti.

Il Collegio Sindacale attualmente in carica è stato nominato dall'Assemblea ordinaria del 27 aprile 2011 e rimarrà in carica fino alla data dell'Assemblea ordinaria che sarà convocata per approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013. Tale Collegio è composto dai Sindaci effettivi Franco Fontana (Presidente), Giuseppe Ascoli e Leonardo Perrone. I Sindaci supplenti nominati dall'Assemblea ordinaria del 27 aprile 2011 sono Giulio Monti e Pierpaolo Singer.

Si riporta di seguito un breve profilo professionale dei Sindaci effettivi attualmente in carica, unitamente all'indicazione delle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate da Enel SpA (che alla data di presentazione risultava titolare del 69,17% del capitale della Società) e, congiuntamente, da Fondazione ENPAM e INARCASSA (che alla data di presentazione risultavano titolari, complessivamente, dell'1,50% del capitale della Società).

Franco Fontana, Presidente (indicato dalla lista presentata da Fondazione ENPAM e INARCASSA) - Laureato in Economia e Commercio presso l'Università Cattolica di Milano, è iscritto all'albo dei Dottori Commercialisti ed Esperti Contabili e al registro dei Revisori Ufficiali dei conti. Dottore Commercialista, dal 1986 ricopre il ruolo di Professore ordinario di Economia e Gestione delle imprese presso la Facoltà di Economia della LUISS Guido Carli. È Direttore della LUISS *Business School* e, dal 1995 al 2010, ha ricoperto l'incarico di Preside della Facoltà di Economia della LUISS Guido Carli. Dal 1994 al 1997 è stato Presidente della Cassa di Risparmio de l'Aquila. Ha ricoperto l'incarico di Sindaco e di Presidente del Collegio Sindacale in diverse società italiane, alcune delle quali facenti parte di gruppi internazionali. Dal 2001 al 2010 è stato Sindaco e successivamente Presidente del Collegio Sindacale di Enel SpA. È autore di numerose pubblicazioni su argomenti di *Management* e Strategie delle imprese e di Organizzazione Aziendale.

Giuseppe Ascoli, Sindaco effettivo (indicato dalla lista presentata da Enel SpA) - Nato a Roma nel 1954. Dottore Commercialista e revisore contabile. Socio dello Studio Legale - Tributario "Adonnino Ascoli & Cavasola Scamoni", associazione interprofessionale facente parte dell'alleanza internazionale CMS. Ricopre la carica di Presidente della Commissione Consultiva per la Fiscalità Internazionale del Consiglio dell'Ordine dei Dottori Commercialisti di Roma. Ha svolto, quale consulente tecnico del Tribunale di Roma, incarichi in materia di valutazione di aziende. Ha svolto e svolge importanti incarichi, affidati da enti pubblici e privati, nel settore delle valutazioni aziendali nonché nel campo della consulenza e assistenza societaria, contrattuale e tributaria. Ricopre la carica di Sindaco, anche con la qualifica di Presidente del Collegio Sindacale, in società appartenenti a gruppi nazionali e internazionali quali: Gruppo Enel, Gruppo Ford, Groupama, Gruppo PPG, Gruppo Alliance, Gruppo Linde, Gruppo Allergan, Gruppo Fideuram. Ha ricoperto la carica di Amministratore nel

MEDIOCREDITO di Roma, anche come componente del Comitato Esecutivo. Collabora con riviste specializzate in materia tributaria con pubblicazioni di articoli. È docente in corsi di specializzazione organizzati da università ovvero da ordini professionali. Partecipa quale relatore a numerosi convegni nazionali e internazionali.

Leonardo Perrone, Sindaco effettivo (indicato dalla lista presentata da Enel SpA) - Laureato in Giurisprudenza presso l'Università di Roma "La Sapienza" nel 1965, è avvocato cassazionista specializzato in materia tributaria e societaria nonché iscritto al registro dei Revisori Ufficiali dei conti. Dal 1970 ha insegnato come professore incaricato Diritto Tributario nell'Università di Macerata. Professore ordinario di Diritto Tributario dal 1° gennaio 1976, presso l'Università di Catania, poi di Perugia e, infine, dal 1° novembre 1982 presso la Facoltà di Economia dell'Università di Roma "La Sapienza". È stato componente del Collegio Sindacale e del Consiglio di Amministrazione di diverse società ed enti, a livello nazionale, svolgenti attività finanziaria e industriale. È stato membro del "Comitato Tecnico per l'attuazione della Riforma tributaria" e del "Consiglio Superiore delle Finanze". Relatore in numerosi convegni nazionali e internazionali in Italia e all'estero. Docente per oltre 20 anni presso la Scuola Superiore di Polizia Tributaria della Guardia di Finanza e docente da molti anni al Master di Diritto Tributario presso la Scuola Superiore dell'Economia e delle Finanze. Autore di numerose pubblicazioni, particolarmente in materia tributaria e societaria, assiste in sede giudiziale ed extragiudiziale numerosi e importanti clienti nazionali ed esteri.

Il compenso dei componenti effettivi del Collegio Sindacale è stato fissato dall'Assemblea ordinaria degli Azionisti, in occasione della loro nomina, in 60.000 euro lordi annui per il Presidente del Collegio Sindacale e in 45.000 euro lordi annui per ciascuno degli altri Sindaci effettivi, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.
Nel corso dell'esercizio 2012 il Collegio Sindacale ha tenuto 15 riunioni. Le riunioni sono durate in media circa 2 ore e 30 minuti ciascuna e hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi.
Nel corso del mese di febbraio 2013 il Collegio Sindacale ha verificato in capo a ciascuno dei Sindaci il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli Amministratori e dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza.
Il Collegio Sindacale, tra l'altro, ha vigilato sull'indipendenza della Società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dai servizi di revisione prestati alla Società e alle sue controllate da parte della stessa Società di revisione e delle entità appartenenti alla rete della medesima. Inoltre, il Collegio Sindacale si è coordinato con il Comitato per il controllo interno (ora Comitato controllo e rischi), mediante lo svolgimento di riunioni congiunte nell'ambito delle quali è stato assicurato il tempestivo scambio di informazioni rilevanti per l'espletamento dei relativi incarichi. Il Collegio Sindacale ha ricevuto altresì dalla Funzione *Audit* aggiornamenti circa lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative.

Società di revisione legale dei conti

La revisione legale del bilancio di Enel Green Power e del bilancio consolidato di Gruppo risulta affidata a Reconta Ernst & Young SpA. L'incarico a tale Società di revisione legale è stato conferito, su proposta del Collegio Sindacale, dall'Assemblea dei soci del 27 aprile 2011, per gli esercizi dal 2011 al 2019 e per un corrispettivo complessivo di circa 1,86 milioni di euro.
Fin dal giugno 2010, al fine di preservare l'indipendenza delle società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo, è stata formalizzata un'apposita procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle società medesime ovvero alle entità dei relativi *network* da parte di società del Gruppo. In base alle modifiche apportate a tale procedura nel mese di dicembre 2012, il Collegio Sindacale esprime un preventivo parere vincolante (ovvero, nei casi che non pongono in alcun modo a rischio l'indipendenza del revisore, riceve un'informativa periodica) circa l'affidamento da parte di società del Gruppo di incarichi aggiuntivi – diversi, quindi, dall'incarico principale di revisione e per i quali non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge – in favore del revisore principale di Gruppo ovvero di entità appartenenti al relativo *network*; l'affidamento di tali incarichi aggiuntivi è consentito solo in determinate condizioni di comprovata necessità (sotto il profilo legale, economico o della qualità del servizio).

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Nel corso del 2012 le funzioni di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel Green Power sono state svolte dal Responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società, nella persona di Alberto de Paoli, nominato dal Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, nel mese di giugno 2010 e , con effetti dalla data di inizio delle negoziazioni delle azioni della Società sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA e sui mercati regolamentati spagnoli (Madrid, Barcellona, Bilbao, Valencia), nonché sul sistema SIBE, il 4 novembre 2010.

A decorrere dal 1° maggio 2012 tale incarico è stato assunto da Giulio Antonio Carone, il quale ha altresì ricoperto il ruolo di Responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel Green Power.

Come verificato dal Consiglio di Amministrazione, Alberto de Paoli, per il periodo in cui ha ricoperto il suddetto incarico, è stato in possesso dei requisiti di professionalità previsti dallo statuto della Società; analogamente, il Consiglio di Amministrazione ha potuto verificare il possesso di tali requisiti anche da parte di Giulio Antonio Carone.

Compito del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari è di predisporre adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario.

Il Consiglio di Amministrazione verifica che tale dirigente disponga di poteri e mezzi adeguati e vigila, inoltre, sull'effettivo rispetto delle procedure amministrative e contabili da costui predisposte.

Il dirigente in questione rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all'informativa contabile, anche infrannuale, e che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Il medesimo dirigente, unitamente all'Amministratore Delegato, attesta, inoltre, con apposita relazione in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e al bilancio semestrale abbreviato: (i) l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili; (ii) la conformità del contenuto di tali ultimi documenti ai princípi contabili internazionali applicabili nell'ambito dell'Unione Europea; (iii) la corrispondenza dei documenti medesimi alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la loro idoneità a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo Enel Green Power; (iv) che la relazione sulla gestione al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato contiene un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società e del Gruppo Enel Green Power, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui questi ultimi sono esposti; (v) che la relazione intermedia sulla gestione al bilancio semestrale abbreviato contiene un'analisi attendibile circa gli eventi di maggiore importanza verificatisi durante i primi sei mesi dell'esercizio e la loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio e a una informativa sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

I contenuti della suddetta attestazione sono disciplinati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

In materia di controllo interno e di gestione dei rischi il Gruppo è dotato di un apposito sistema, costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi aziendali. A tale sistema è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e agli indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi si articola nell'ambito del Gruppo Enel Green Power in tre distinte tipologie di attività:

> il "controllo di linea" (o di "primo livello"), costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole

unità operative o società del Gruppo Enel Green Power svolgono sui propri processi. Tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità primaria del *management* operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;

> i controlli di "secondo livello", che sono demandati (i) al controllo di gestione (collocato all'interno della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel Green Power) per quanto riguarda il monitoraggio dell'andamento economico-finanziario della Società e del Gruppo e (ii) alla Funzione *Risk Management* della Società per quanto concerne la elaborazione di *policy* e procedure organizzative finalizzate alla gestione dei principali rischi (connessi, per esempio, ai tassi di interesse, ai tassi di cambio e al rischio *commodity*);

> l'*internal audit*, intesa come attività di verifica generale sulla struttura e sulla funzionalità dei controlli interni, è demandata all'apposita Funzione *Audit* della Società; tale attività risulta finalizzata essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di *monitoring* dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle altre società del Gruppo Enel Green Power e ai relativi responsabili è rimessa sia l'indicazione delle azioni correttive ritenute necessarie sia l'esecuzione di attività di *follow-up* intese a verificare i risultati delle azioni suggerite.

La responsabilità dell'adozione di un adeguato sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, coerente con i modelli di riferimento e le *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione.

In base a quanto disposto nel mese di dicembre 2012 in sede di recepimento in ambito aziendale delle significative novità concernenti il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi contenute nella edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di dicembre 2011, il Consiglio di Amministrazione provvede anzitutto a individuare al proprio interno uno o più Amministratori incaricati dell'istituzione e del mantenimento di un efficace sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. In particolare, nel mese di dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'affidamento di tale incarico all'Amministratore Delegato (che già svolgeva il ruolo di unico Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno).

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi:

> definisce le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società e del Gruppo Enel Green Power, determinando il grado di compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati, nonché assicurandosi che i principali rischi aziendali siano individuati, misurati e gestiti in modo adeguato e che esistano i controlli necessari per monitorare l'andamento della Società e del Gruppo Enel Green Power. Si segnala al riguardo che nel mese di febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione, dopo avere esaminato i contenuti di un documento di analisi predisposto dalla Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società con il supporto della Funzione *Risk Management* e avere preso atto del parere espresso in merito dal Comitato controllo e rischi, ha definito il grado di compatibilità dei principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate e connessi agli obiettivi strategici individuati nelle linee guida del piano industriale 2013-2022 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;

> valuta, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, nonché la sua efficacia. Si evidenzia che, nel mese di febbraio 2012 e, da ultimo, nel mese di febbraio 2013, il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;

> approva, con cadenza almeno annuale, il piano di lavoro predisposto dal Responsabile della Funzione *Audit*, sentiti il Collegio Sindacale e l'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Si segnala, al riguardo, che nel mese di febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il piano di *audit* riferito al medesimo esercizio; per quanto riguarda il 2012, il piano di *audit* è stato invece esaminato dal Comitato per il controllo interno, coerentemente con quanto raccomandato dalla edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006;

> valuta, sentito il Collegio Sindacale, i risultati esposti dalla Società di revisione nella eventuale lettera di suggerimenti (c.d. "*management letter*") e nella relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale. Al riguardo, si segnala che nel corso del 2012 la *management letter* della Società di revisione

riferita ai bilanci della Società e del Gruppo per l'esercizio 2011 ha formato oggetto di valutazione da parte del Comitato per il controllo interno, coerentemente con quanto raccomandato dalla edizione del Codice di Autodisciplina pubblicata nel mese di marzo 2006; a decorrere dal 2013, tanto la *management letter* quanto la relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale formeranno invece oggetto di valutazione da parte del Consiglio di Amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi e sentito il Collegio Sindacale.

Il Consiglio di Amministrazione provvede, infine – su proposta dell'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione e previo parere favorevole del Comitato controllo e rischi, nonché sentito il Collegio Sindacale –, a nominare e revocare il Responsabile della Funzione *Audit*, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche aziendali. Inoltre, su proposta dell'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, previo parere favorevole del Comitato controllo e rischi, nonché sentito il Collegio Sindacale, il Consiglio assicura che il Responsabile della Funzione *Audit* sia dotato delle risorse adeguate all'espletamento delle proprie responsabilità.

L'Amministratore esecutivo incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi provvede a sua volta:

> a curare l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e a sottoporli, quindi, periodicamente all'esame del Consiglio di Amministrazione;

> a dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, curando la progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e verificandone costantemente l'adeguatezza e l'efficacia ;

> a occuparsi dell'adattamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;

> a chiedere al Responsabile della Funzione *Audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative e sul rispetto delle regole e procedure interne nell'esecuzione di operazioni aziendali, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Consiglio di Amministrazione, al Presidente del Comitato controllo e rischi e al Presidente del Collegio Sindacale;

> a riferire tempestivamente al Consiglio di Amministrazione in merito a problematiche e criticità emerse nello svolgimento della propria attività o di cui abbia avuto comunque notizia, affinché il Consiglio stesso possa prendere le opportune iniziative.

Il Responsabile della Funzione *Audit* (il cui ruolo nel 2012 è stato svolto da Silvia Fiori), per parte sua:

> ha il compito di verificare, sia in via continuativa sia in relazione a specifiche necessità e nel rispetto degli *standard* internazionali, l'operatività e l'idoneità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, attraverso un piano di *audit* approvato dal Consiglio di Amministrazione e basato su un processo strutturato di analisi e individuazione delle priorità dei principali rischi;

> non è responsabile di alcuna area operativa e dipende gerarchicamente dal Consiglio di Amministrazione. Ferma restando tale dipendenza gerarchica, il Consiglio di Amministrazione ha affidato all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi il compito di gestire il rapporto funzionale del Responsabile della Funzione *Audit*;

> ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;

> predispone relazioni periodiche contenenti adeguate informazioni sulla propria attività, sulle modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento. Le relazioni periodiche contengono una valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;

> predispone tempestivamente relazioni su eventi di particolare rilevanza;

> trasmette le proprie relazioni periodiche e quelle su eventi di particolare rilevanza ai Presidenti del Collegio Sindacale, del Comitato controllo e rischi e del Consiglio di Amministrazione nonché all'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;

> verifica, nell'ambito del piano di *audit*, l'affidabilità dei sistemi informativi, inclusi i sistemi di rilevazione contabile.

In linea con le pratiche più evolute di *governance* internazionale, dal dicembre 2011 Enel Green Power si è dotata di una specifica Funzione *Risk Management* allo scopo di assicurare un'efficace gestione a livello di Gruppo di tutti i rischi a impatto rilevante di carattere finanziario, operati-

vo, strategico e di *business*, nonché dei principali rischi che possano a qualunque titolo incidere sui risultati economici, finanziari e patrimoniali del Gruppo Enel Green Power.
Tra i compiti più significativi attribuiti alla Funzione si segnalano quelli di:

> identificare, analizzare, monitorare e valutare l'esposizione ai rischi e le eventuali azioni di mitigazione per tutto il Gruppo Enel Green Power;
> gestire il processo di assicurazione e i sinistri per tutte le Aree del Gruppo.

Nel corso del 2012 la Funzione ha implementato la struttura di controllo dell'esposizione al rischio creando un'unità dedicata all'analisi e monitoraggio dei rischi industriali e rafforzando l'infrastruttura per il monitoraggio dei rischi di natura finanziaria.
Nell'ambito della gestione dei rischi si pone il Comitato controllo e rischi Enel Green Power che, con incontri periodici, fornisce al *top management* una visione integrata dell'esposizione al rischio del Gruppo e garantisce una definizione e gestione ottimale dei rischi rilevanti con uno scenario sia attuale sia prospettico.

Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria

Il Gruppo Enel Green Power si è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria che sovrintende la redazione del bilancio e ha l'obiettivo di assicurare l'attendibilità dell'informativa finanziaria e la capacità del processo di redazione del bilancio di produrre l'informativa in accordo con i princípi contabili di comunemente accettati (nel presente paragrafo indicato unitariamente, per brevità, come "Sistema").
Tale Sistema, nel suo complesso, è definito come l'insieme delle attività volte a identificare e a valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza possa compromettere, parzialmente o totalmente, il raggiungimento degli obiettivi del sistema di controllo (nel prosieguo, "Sistema di gestione dei rischi"), integrato dalle successive attività di individuazione dei controlli e definizione delle procedure che assicurano il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità [(2)], accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria (nel prosieguo, "Sistema di controllo interno").
Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ha adottato uno specifico corpo procedurale – che è stato portato a conoscenza di tutto il personale interessato – nel quale sono riportate le metodologie adottate e le responsabilità del personale stesso nell'ambito delle attività di mantenimento e monitoraggio del Sistema in questione. In particolare, il Gruppo Enel Green Power si è dotato di una procedura descrittiva del processo di valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che definisce ruoli e responsabilità nell'ambito organizzativo aziendale, prevedendo altresì uno specifico flusso di attestazioni interne.
I controlli istituiti sono stati oggetto di monitoraggio per verificarne sia il "disegno" (ovvero che il controllo sia potenzialmente strutturato per mitigare in maniera accettabile il rischio identificato) sia l'effettiva "operatività".
Al *management* responsabile dei processi e dei controlli è affidata la responsabilità di verifica periodica del Sistema.
L'articolazione del Sistema è definita coerentemente al modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (c.d. "COSO *Report*"), che prevede cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio) le quali, in relazione alle loro caratteristiche, operano a livello di entità organizzativa e a livello di processo operativo. Il COSO *Report* è integrato per gli aspetti informatici dal modello "*Control Objectives for Information and related Technology*" (c.d. "COBIT").
Il processo di controllo interno sull'informativa finanziaria, che viene progressivamente esteso alle società di significativa rilevanza che entrano a fare parte del Gruppo, si articola nelle seguenti fasi:

> definizione del perimetro e individuazione dei rischi;
> valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. monitoraggio "di linea");
> monitoraggio "indipendente";
> *reporting*, attestazioni interne, consolidamento e sintesi delle valutazioni;
> attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e al bilancio semestrale abbreviato.

Il perimetro delle società del Gruppo Enel Green Power da

(2) Per attendibilità (dell'informativa) si intende l'informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai princípi contabili generalmente accettati e i requisiti richiesti dalle leggi e dai regolamenti applicati.

includere nella valutazione viene determinato in relazione allo specifico livello di rischio sia in termini quantitativi (per il livello di materialità del potenziale impatto sul bilancio consolidato) sia in termini qualitativi (tenuto conto dei rischi specifici legati al *business* o al processo).

Per la definizione del Sistema è stato, quindi, condotto anzitutto un *risk assessment* a livello di Gruppo, per individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potessero compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo (per esempio, asserzioni di bilancio e altri obiettivi di controllo collegati all'informativa finanziaria). Il *risk assessment* è stato condotto anche con riferimento ai rischi di frode.

I rischi sono identificati sia a livello di società o gruppi di società (c.d. "*entity level*") sia a livello di processo (c.d. "*process level*"). Nel primo caso i rischi individuati sono considerati comunque a impatto rilevante sull'informativa finanziaria, a prescindere dalla loro probabilità di accadimento. I rischi a livello di processo sono invece valutati, assumendo l'assenza di controlli (valutazione a livello inerente), in termini di potenziale impatto e probabilità di accadimento sulla base di elementi sia qualitativi sia quantitativi. In seguito all'individuazione e valutazione dei rischi, si è proceduto con l'individuazione di controlli, finalizzati a ridurre a un livello accettabile il rischio connesso al mancato raggiungimento degli obiettivi del Sistema, a livello sia di *entity* sia di processo.

La struttura dei controlli a livello di *entity* prevede "*Entity/Company Level Controls*" intesi come strumenti di controllo definiti centralmente di comune applicazione nell'ambito del Gruppo o di uno specifico ambito e che consentono all'impresa controllante di indirizzare, definire e monitorare, seppure ad alto livello, il disegno e l'operatività del Sistema delle imprese controllate, oppure strumenti di controllo che operano in modo trasversale rispetto a una singola società o Area o *Country*. Rientrano in questa tipologia di controlli, tra l'altro, il Codice Etico, la *corporate governance*, le linee guida di Gruppo.

I controlli a livello di *entity* sono definiti in apposite *check list*, secondo le cinque componenti del COSO *Report*: ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio.

La struttura dei controlli a livello di processo prevede controlli specifici o di monitoraggio intesi come l'insieme delle attività, manuali o automatizzate, volte a prevenire, individuare e correggere errori o irregolarità che si verificano nel corso dello svolgimento delle attività operative.

Al fine di migliorare l'efficienza del sistema e la sua sostenibilità nel tempo, i controlli sono stati distinti in controlli *standard* e controlli chiave (*key control*), intesi questi ultimi come controlli decisivi ai fini della prevenzione da false rappresentazioni in bilancio.

Nell'ambito delle società identificate come rilevanti, si è proceduto alla definizione e valutazione dei processi a maggior rischio e all'applicazione del cosiddetto "*Top-Down Risk-Based Approach*". In coerenza con tale approccio, sono stati quindi identificati e valutati i rischi di maggior impatto e i correlati controlli di carattere sia generale sia specifico, volti a ridurre a un livello accettabile la possibilità di accadimento dei suddetti rischi.

Nell'ambito del Sistema vengono individuati anche i controlli pervasivi intesi come elementi strutturali del sistema di controllo volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative. In particolare, sono controlli pervasivi quelli relativi alla segregazione delle attività incompatibili (*Segregation of Duties*) che mira ad assicurare che non vi sia sulla stessa persona una concentrazione di compiti e responsabilità che possa facilitare la realizzazione e/o l'occultamento di frodi/errori. Laddove le attività siano svolte con il supporto dei sistemi informativi, la corretta segregazione è verificata anche con riguardo ai profili e alle utenze assegnate.

Al fine di valutare l'adeguatezza del Sistema è prevista, con cadenza semestrale, una specifica attività di monitoraggio a cura dei gestori dei processi (ovvero dei responsabili dei processi e dei controlli) volta a verificare il disegno e l'operatività di ciascuno dei controlli individuati.

Per ciascun processo aziendale oggetto di valutazione è mantenuta adeguata documentazione finalizzata a descrivere i ruoli e le responsabilità, i flussi dei dati e delle informazioni, nonché i controlli chiave (procedure amministrative e contabili).

L'attività di monitoraggio indipendente, per l'esercizio 2012, è stata affidata sulla base di un contratto di *service* all'Unità *Audit Internal Control over Financial Reporting* di Enel SpA e, per quanto concerne specificamente Enel Green Power España SL, a una società di consulenza esterna, in quanto i processi relativi alla stessa Enel Green Power España SL sono stati soggetti a una nuova mappatura a seguito dell'entrata in esercizio del nuovo sistema SAP.

I risultati del monitoraggio di linea e del monitoraggio indipendente sono comunicati al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari attraverso specifici flussi informativi periodici di sintesi (*reporting*), che classificano le eventuali carenze di operatività e/o disegno

dei controlli – ai fini del loro potenziale impatto sull'informativa finanziaria – in semplici carenze, debolezze significative o carenze materiali.

Nel caso in cui dalle valutazioni effettuate emergano carenze, i flussi informativi da ultimo indicati riportano anche le eventuali azioni correttive, intraprese o da intraprendere, volte a consentire il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria.

Tali flussi vengono altresì utilizzati per la periodica informativa circa l'adeguatezza del Sistema fornita dal Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari nei riguardi degli organismi di controllo interno della Società a ciò preposti.

Sulla base della reportistica sopra indicata, e tenuto conto delle attestazioni rilasciate dai responsabili di ciascuna struttura aziendale interessata, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rilascia a sua volta unitamente all'Amministratore Delegato apposita attestazione circa l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili predisposte per la formazione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato ovvero della relazione finanziaria semestrale (a seconda del documento di volta in volta interessato).

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Con riferimento all'esercizio 2012, nel mese di febbraio 2013 si è proceduto da parte del Comitato controllo e rischi alla verifica dell'osservanza nell'ambito del Gruppo Enel Green Power della disciplina in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea (le "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Mercati (approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007, come successivamente modificata). Al riguardo, si segnala che in base ai dati di bilancio al 31 dicembre 2011 e in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento, di cui all'art. 36, comma 2, del Regolamento Mercati CONSOB, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel Green Power 37 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile per l'esercizio 2012. Trattasi, in particolare, delle seguenti società:

a) Enel Fortuna SA; 2) Enel Green Power North America Inc.; 3) Essex Company; 4) Enel Geothermal LLC; 5) Enel Brasil Participações Ltda; 6) Renovables de Guatemala SA; 7) Smoky Hills Wind Project II LLC; 8) Texkan Wind LLC; 9) Enel Green Power Canada Inc.; 10) Nevkan Renewables LLC; 11) Enel Panama SA; 12) Enel Latin America (Chile) Ltda; 13) Enel Stillwater LLC; 14) Smoky Hills Wind Farm LLC; 15) Empresa Eléctrica Panguipulli SA; 16) Hydro Development Group Inc.; 17) Empresa Eléctrica Puyehue SA; 18) Geotérmica del Norte SA; 19) Snyder Wind Farm LLC; 20) Enel Kansas LLC; 21) Enel Nevkan Inc.; 22) Enel Texkan Inc.; 23) Chi Hydroelectric Company Inc.; 24) Enel Salt Wells LLC; 25) Primavera Energia SA; 26) Padoma Wind Power LLC; 27) Isamu Ikeda Energia SA; 28) Generadora de Occidente Ltda; 29) Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv; 30) Boott Hydropower Inc.; 31) Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv; 32) Enel de Costa Rica SA; 33) Energía Alerce Ltda; 34) Enel Cove Fort LLC; 35) Canastota Wind Power LLC; 36) Apiacás Energia SA; 37) Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv;
b) lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2012 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 presso la sede sociale e sul sito internet aziendale almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria convocata per l'approvazione del Bilancio civilistico relativo all'esercizio 2012 della Società, contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate;
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 (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati) e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza;
d) è stato verificato da parte di Enel Green Power che tutte le società sopra indicate: (i) forniscono al revisore di Enel Green Power le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel Green Power (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c),

i) del Regolamento Mercati); (ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a far pervenire regolarmente alla direzione e al revisore di Enel Green Power 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), ii) del Regolamento Mercati).

Attestazione dell'organo amministrativo circa l'esistenza delle condizioni di cui all'art. 37 del Regolamento Mercati CONSOB n. 16191/07

Il Consiglio di Amministrazione attesta che Enel Green Power 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, in quanto società controllata sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di altra società:

a) ha adempiuto e adempie regolarmente agli obblighi di pubblicità previsti dall'art. 2497 *bis* del codice civile;
b) ha un'autonoma capacità negoziale nei rapporti con la clientela e i fornitori;
c) 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, come verificato dal Collegio Sindacale;
d) dispone di un Comitato controllo e rischi (già Comitato per il controllo interno), che svolge in Enel Green Power anche le funzioni di Comitato parti correlate, e di un Comitato per le nomine e le remunerazioni (già Comitato per le remunerazioni) composti esclusivamente da Amministratori indipendenti (così come definiti dal comma 1 *bis* dello stesso art. 37 del Regolamento Mercati). Enel Green Power, 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.

Operazioni con parti correlate

Nel corso del 2012 ha trovato applicazione nell'ambito del Gruppo una procedura intesa a disciplinare l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate realizzate da parte di Enel Green Power, direttamente ovvero per il tramite di società controllate, al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza sia sostanziale sia procedurale delle operazioni stesse. Tale procedura è stata adottata dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2010, nel rispetto dei requisiti indicati dalla CONSOB con apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010. In base a tale procedura, le operazioni con parti correlate poste in essere direttamente da parte di Enel Green Power sono suddivise in tre categorie:

> le operazioni di "maggiore rilevanza", individuate in base al superamento di una specifica soglia quantitativa (fissata rispettivamente al 2,5% e al 5% in funzione della tipologia di parti correlate con le quali tali operazioni vengono realizzate) applicata a tre indici di rilevanza, che tengono conto in particolare del controvalore dell'operazione, dell'attivo patrimoniale dell'entità oggetto dell'operazione e delle passività dell'entità acquisita. Tali operazioni, ove non rientranti per legge o per statuto nella competenza assembleare, formano necessariamente oggetto di esame e approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione;

> le operazioni di "minore rilevanza", definite in negativo come le operazioni diverse da quelle di "maggiore rilevanza" e da quelle di "importo esiguo". Tali operazioni, ove non rientranti per legge o per statuto nella competenza assembleare, seguono la competenza deliberativa risultante dall'assetto dei poteri *pro tempore* vigente in ambito aziendale;

> le operazioni di "importo esiguo", ossia caratterizzate da un controvalore inferiore a specifiche soglie, diffe-

renziate in funzione della tipologia di parti correlate con le quali tali operazioni vengono realizzate. Le operazioni di "importo esiguo" sono escluse dall'ambito di applicazione della procedura.

Al fine di consentire al Comitato parti correlate di esprimere un motivato e preventivo parere sull'interesse di Enel Green Power al compimento di operazioni con parti correlate, nonché sulla convenienza e correttezza sostanziale delle relative condizioni, la procedura istituisce specifici flussi informativi. In particolare:

> per le operazioni di "minore rilevanza" è previsto che l'Amministratore Delegato della Società ovvero la Funzione proponente, per il tramite della Funzione Affari Legali e Societari, provvedano a fornire al Comitato parti correlate, con congruo anticipo e comunque, di norma, almeno 10 giorni prima della data prevista per il rilascio del parere da parte del Comitato stesso, informazioni complete e adeguate in merito a ciascuna operazione di tale natura, avendo cura di fornire gli opportuni successivi aggiornamenti;

> per le operazioni di "maggiore rilevanza" è previsto che l'Amministratore Delegato della Società, per il tramite della Funzione Affari Legali e Societari, provveda a fornire al Comitato parti correlate, tempestivamente – e, comunque, non oltre il giorno successivo alla prima informativa fornita al Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power – informazioni complete e adeguate in merito a ciascuna operazione di tale natura, avendo cura di fornire gli opportuni successivi aggiornamenti. Il Comitato parti correlate, ovvero uno o più componenti dallo stesso delegati, hanno facoltà di richiedere informazioni e formulare osservazioni all'Amministratore Delegato della Società e ai soggetti incaricati della conduzione delle trattative o dell'istruttoria in merito ai profili oggetto dei flussi informativi ricevuti, nonché di richiedere ogni altra informazione ritenuta utile ai fini della valutazione dell'operazione prima del successivo definitivo esame della stessa da parte del Consiglio di Amministrazione.

Per quanto riguarda l'efficacia dell'indicato parere che il Comitato parti correlate è chiamato a rilasciare, la procedura prevede che:

> in caso di operazioni di "minore rilevanza", tale parere abbia natura non vincolante. Tuttavia, entro 15 giorni dalla chiusura di ciascun trimestre dell'esercizio, Enel Green Power è tenuta a mettere a disposizione del pubblico un documento contenente l'indicazione della controparte, dell'oggetto e del corrispettivo delle operazioni di "minore rilevanza" approvate nel trimestre di riferimento in presenza di un parere negativo del Comitato parti correlate, nonché delle ragioni per le quali si è ritenuto di disattendere tale parere;

> in caso di operazioni di "maggiore rilevanza", ove il Comitato parti correlate abbia espresso parere negativo, il Consiglio di Amministrazione della Società, in presenza di un'apposita clausola statutaria (che è stata introdotta in occasione dell'Assemblea straordinaria del 27 aprile 2011), può sottoporre le operazioni in questione all'autorizzazione dell'Assemblea ordinaria, la quale, fermo il rispetto delle maggioranze di legge e di statuto e delle disposizioni vigenti in materia di conflitto di interessi, delibera con il voto favorevole di almeno la metà dei soci non correlati votanti (c.d. "*whitewash*"). In ogni caso il compimento delle operazioni di "maggiore rilevanza" è impedito solo qualora i soci non correlati presenti in Assemblea rappresentino una percentuale pari almeno al 10% del capitale sociale con diritto di voto.

Nel rispetto di quanto previsto dalla legge, qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite, l'Amministratore interessato deve informare tempestivamente gli altri Amministratori e Sindaci circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse.

Qualora la correlazione sussista con l'Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo tramite, in aggiunta a quanto sopra egli si astiene dal compimento dell'operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.

Qualora la correlazione sussista invece con uno dei Sindaci effettivi della Società o con una parte correlata per il loro tramite, il Sindaco interessato provvede a darne tempestiva comunicazione.

La procedura dispone che i verbali delle deliberazioni con cui il Consiglio di Amministrazione della Società approva operazioni con parti correlate, siano esse di "maggiore rilevanza" ovvero di "minore rilevanza" – ovvero, in quest'ultimo caso, le decisioni dell'organo delegato competente – debbano recare adeguata motivazione in merito all'interesse di Enel Green Power al compimento delle operazioni medesime nonché alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

La procedura stabilisce inoltre che l'Amministratore Delegato della Società, nell'ambito della relazione periodica

circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, debba fornire al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale, con cadenza almeno trimestrale, apposita informativa sull'intervenuta esecuzione di operazioni con parti correlate, tanto di "maggiore rilevanza" quanto di "minore rilevanza".

Un'apposita disciplina è poi dettata per le operazioni con parti correlate realizzate da parte di Enel Green Power non già direttamente ma per il tramite di società controllate. In tal caso è previsto che il Consiglio di Amministrazione della Società ovvero l'organo delegato competente in base all'assetto dei poteri *pro tempore* vigente provvedano, previo motivato parere non vincolante del Comitato parti correlate, alla preventiva valutazione delle operazioni con parti correlate effettuate da società direttamente e/o indirettamente controllate da Enel Green Power e rientranti in una o più delle seguenti tipologie:

> operazioni atipiche o inusuali, per tali intendendosi quelle che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (*i.e.* prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza di Enel Green Power;

> operazioni il cui controvalore sia superiore a 20 milioni di euro, fatta eccezione per quelle escluse dall'ambito di applicazione della procedura (su cui ci soffermerà poco oltre).

Analogamente a quanto sopra osservato con riferimento alle operazioni di "minore rilevanza" compiute direttamente da parte di Enel Green Power, anche per le operazioni effettuate per il tramite di società controllate è previsto che, qualora il Consiglio di Amministrazione della Società ovvero l'organo delegato competente in base all'assetto dei poteri *pro tempore* vigente abbiano valutato favorevolmente il compimento di operazioni di società controllate rilevanti ai fini della procedura pur in presenza di un parere negativo del Comitato parti correlate, Enel Green Power sia tenuta a mettere a disposizione del pubblico un apposito documento in cui dovranno essere esplicitate anche le ragioni per le quali si è ritenuto di disattendere tale parere.

Nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, risultano escluse dall'ambito di applicazione della procedura le seguenti tipologie di operazioni con parti correlate:

a) le deliberazioni assembleari con le quali vengono fissati i compensi spettanti alla generalità dei componenti il Consiglio di Amministrazione e ai Sindaci;
b) le operazioni di "importo esiguo", come individuate dalla procedura stessa;
c) i piani di compensi basati su strumenti finanziari, approvati dall'Assemblea in base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, e le relative operazioni attuative;
d) le deliberazioni, diverse da quelle indicate alla precedente lettera a), in materia di remunerazione degli Amministratori della Società investiti di particolari cariche nonché dei dirigenti con responsabilità strategiche di società del Gruppo, a condizione che:
   - Enel Green Power abbia adottato una politica per la remunerazione;
   - nella definizione di tale politica sia stato coinvolto un comitato costituito esclusivamente da Amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti;
   - sia stata sottoposta al voto consultivo dell'Assemblea di Enel Green Power una relazione che illustri la politica per la remunerazione;
   - la remunerazione assegnata sia coerente con tale politica;
e) le operazioni ordinarie che siano concluse a condizioni equivalenti a quelle di mercato o *standard*;
f) le operazioni con o tra società controllate, anche congiuntamente, da Enel Green Power nonché le operazioni con società collegate a Enel Green Power, a condizione che nelle società controllate o collegate controparti dell'operazione non vi siano interessi significativi (come individuati nell'ambito della procedura) di altre parti correlate di Enel Green Power.

Una procedura semplificata è infine prevista nei casi di urgenza per l'approvazione delle operazioni con parti correlate che non risultino di competenza assembleare, ferma in ogni caso la previsione di un voto non vincolante su tali operazioni espresso a posteriori da parte della prima Assemblea ordinaria utile della Società.

Trattamento delle informazioni societarie

Nel corso del 2012 ha trovato applicazione nell'ambito del Gruppo un apposito regolamento per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documen-

ti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. In base a tale regolamento, approvato dal Consiglio di Amministrazione fin dal giugno 2010 (e modificato da ultimo nel mese di dicembre 2012), gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a rispettare le previsioni in esso contenute e a mantenere comunque riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.

Il regolamento è finalizzato a preservare la segretezza delle informazioni riservate, assicurando al contempo che l'informativa al mercato relativa a dati aziendali sia corretta, completa, adeguata, tempestiva e non selettiva.

Il regolamento rimette in via generale alla responsabilità dell'Amministratore Delegato della Società e dei capi azienda delle società del Gruppo Enel Green Power la gestione delle informazioni riservate di rispettiva competenza, disponendo che la divulgazione delle informazioni riservate relative alle singole controllate debba comunque avvenire d'intesa con l'Amministratore Delegato della Società.

Il regolamento stesso istituisce, inoltre, specifiche procedure da osservare per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni di carattere aziendale – soffermandosi in particolare sulla divulgazione delle informazioni privilegiate – e disciplina attentamente le modalità attraverso cui gli esponenti aziendali entrano in contatto con la stampa e altri mezzi di comunicazione di massa, nonché con analisti finanziari e investitori istituzionali.

Nel corso del 2012, in attuazione di quanto disposto dal Testo Unico della Finanza e dal Regolamento Emittenti emanato dalla CONSOB, la Società ha provveduto a mantenere regolarmente aggiornato il Registro del Gruppo Enel Green Power, in cui sono iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di altre società del Gruppo. Tale registro ha la finalità di sensibilizzare i soggetti ivi iscritti sul valore delle informazioni privilegiate di cui dispongono, agevolando al contempo lo svolgimento delle attività di vigilanza della CONSOB sul rispetto delle norme previste a tutela dell'integrità dei mercati.

Nel corso del 2012, in attuazione di quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dal Regolamento Emittenti emanato dalla CONSOB, ha inoltre continuato a trovare applicazione in ambito aziendale la disciplina in materia di *internal dealing,* ossia concernente la trasparenza sulle operazioni aventi a oggetto azioni della Società e strumenti finanziari a esse collegati compiute dai maggiori azionisti, da esponenti aziendali e da persone a essi strettamente legate. In particolare, durante il 2012, la disciplina dell'*internal dealing* ha trovato applicazione alle operazioni di acquisto, vendita, sottoscrizione e scambio di azioni Enel Green Power ovvero di strumenti finanziari a esse collegati, compiute da "soggetti rilevanti". In tale ultima categoria rientrano coloro che detengono direttamente e/o indirettamente una partecipazione pari almeno al 10% del capitale della Società, gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel Green Power, nonché ulteriori cinque posizioni dirigenziali attualmente individuate in ambito aziendale in base alla normativa di riferimento, in quanto aventi regolare accesso a informazioni privilegiate e titolate ad adottare decisioni di gestione suscettibili di incidere sull'evoluzione e sulle prospettive future di Enel Green Power e del Gruppo.

Gli obblighi di trasparenza trovano applicazione, tra l'altro, a tutte le sopra indicate operazioni il cui controvalore complessivo raggiunga i 5.000 euro su base annua, anche se compiute da persone strettamente legate ai "soggetti rilevanti"; successivamente a ogni comunicazione non sono comunicate le operazioni il cui importo complessivo non raggiunga un controvalore di ulteriori 5.000 euro entro la fine dell'anno.

Nell'emanare le misure di attuazione della normativa di riferimento in materia, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto opportuno prevedere l'obbligo di astensione per i "soggetti rilevanti" (diversi dagli azionisti in possesso di una partecipazione pari o superiore al 10% del capitale della Società) dall'effettuare operazioni soggette alla disciplina dell'*internal dealing* durante due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno, collocati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione finanziaria semestrale da parte dello stesso Consiglio di Amministrazione.

Tale iniziativa è stata ispirata dalla volontà di innalzare gli *standard* di *governance* della Società rispetto alla normativa di riferimento e intesa a prevenire il compimento di operazioni da parte dei "soggetti rilevanti" che il mercato potrebbe percepire come sospette, in quanto effettuate durante periodi dell'anno particolarmente delicati per l'informativa societaria.

Rapporti con gli investitori istituzionali e con la generalità dei soci

La Società ritiene conforme a un proprio specifico interesse – oltre che a un dovere nei confronti del mercato – l'instaurazione di un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti nonché con gli investitori istituzionali; dialogo destinato comunque a svolgersi nel rispetto delle norme e delle procedure che disciplinano la divulgazione di informazioni privilegiate.

Si è provveduto pertanto a istituire nell'ambito della Società (i) un'unità *Investor Relations*, attualmente collocata all'interno della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo e (ii) un'area preposta a dialogare con la generalità degli azionisti in seno all'Unità *Corporate Governance*, *M&A* e Finanza.

Inoltre, nell'ottica di favorire ulteriormente il dialogo con gli investitori, è stata istituita una apposita sezione dedicata del sito internet della Società (www.enelgreenpower.com), all'interno della quale possono essere reperite sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti le azioni emesse dalla Società), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti (comunicati stampa, composizione degli organi sociali di Enel Green Power, relativo statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle Assemblee, documenti in tema di *corporate governance*, Codice Etico, modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo 231/2001).

Assemblee

Il richiamo contenuto nel Codice di Autodisciplina a considerare l'Assemblea quale importante occasione di confronto tra azionisti e Consiglio di Amministrazione (pur in presenza di un'ampia diversificazione delle modalità di comunicazione delle società quotate con i propri soci, gli investitori istituzionali e il mercato) è stato attentamente valutato e pienamente condiviso dalla Società, che ha ritenuto opportuno – oltre che assicurare la regolare partecipazione dei propri Amministratori ai lavori assembleari – adottare specifiche misure intese a valorizzare adeguatamente l'istituto assembleare; si fa riferimento in particolare alla clausola statutaria intesa ad agevolare la raccolta delle deleghe di voto presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate e a favorire quindi il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari (clausola più approfonditamente descritta nella prima sezione del documento, *sub* "Assetti proprietari - Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto").

La disciplina concernente il funzionamento delle Assemblee di società con azioni quotate, contenuta nel codice civile, nel Testo Unico della Finanza e nella disciplina di attuazione dettata dalla CONSOB, ha formato oggetto di significative modifiche a seguito della emanazione del decreto legislativo 27/2010, che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate), nonché dei successivi correttivi approvati con decreto legislativo 18 giugno 2012, n. 91. Tali provvedimenti sono intervenuti, tra l'altro, sui profili concernenti i termini di convocazione delle Assemblee, il numero di adunanze, i *quorum*, l'esercizio dei diritti di convocazione e integrazione dell'ordine del giorno da parte delle minoranze azionarie, l'informativa pre-assembleare, la rappresentanza in Assemblea, l'identificazione dei soci, l'introduzione della c.d. "*record date*" ai fini del riconoscimento della legittimazione all'intervento e al voto in Assemblea.

Alcune tra le novità più significative introdotte dai decreti legislativi 27/2010 e 91/2012 sono appresso sinteticamente illustrate, unitamente ad alcune clausole dello statuto di Enel Green Power dedicate allo svolgimento delle Assemblee.

Si ricorda che l'Assemblea degli Azionisti è 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.

In base a quanto disposto dallo statuto di Enel Green Power, le Assemblee ordinarie e straordinarie, sia in prima sia in seconda o terza convocazione, si costituiscono e deliberano con le maggioranze di legge e si tengono, di regola, nel comune dove ha sede la Società, salva diversa deliberazione del Consiglio di Amministrazione e purché

in Italia ovvero in un Paese in cui la Società, direttamente ovvero tramite le sue controllate o partecipate, svolge la sua attività.

In relazione a tale ultima previsione, si segnala che il decreto legislativo del 18 giugno 2012 n. 91 – che ha introdotto alcune modifiche e integrazioni al suddetto decreto legislativo n. 27 del 27 gennaio 2010 – ha modificato, tra l'altro, il secondo periodo del primo comma dell'art. 2369 del codice civile relativo alle modalità di convocazione dell'Assemblea. Ai sensi della nuova disposizione è ora previsto che, salvo che lo statuto disponga diversamente, le Assemblee delle società che fanno ricorso al mercato del capitale di rischio si tengano in unica convocazione.

In considerazione della predetta modifica, il Consiglio di Amministrazione della Società intende sottoporre all'Assemblea straordinaria dei soci convocata per il giorno 24 aprile 2013, in prima convocazione, e occorrendo per il giorno 25 aprile 2013, in seconda convocazione, una modifica dell'attuale clausola statutaria (in particolare dell'art. 12.2) al fine di prevedere che l'Assemblea della Società si tenga di regola in unica convocazione, salvo che in relazione a specifiche Assemblee il Consiglio di Amministrazione non ravvisi l'opportunità di più convocazioni, dandone espressa indicazione nell'avviso di convocazione.

L'Assemblea ordinaria deve essere convocata almeno una volta l'anno, per l'approvazione del bilancio d'esercizio, entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, essendo la Società tenuta alla redazione del bilancio consolidato.

Il Testo Unico della Finanza prevede che la legittimazione all'intervento in Assemblea e all'esercizio del diritto di voto debba essere attestata mediante una comunicazione in favore del soggetto cui spetta il diritto di voto, inviata all'emittente da parte dell'intermediario e rilasciata sulla base delle evidenze contabili relative alla fine del settimo giorno di mercato aperto precedente la data fissata per l'Assemblea (c.d. "*record date*").

Coloro cui spetta il diritto di voto possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'Assemblea, entro il termine indicato nell'avviso di convocazione; a esse viene data risposta al più tardi durante lo svolgimento dei lavori assembleari.

Gli azionisti possono notificare le proprie deleghe alla Società anche in via elettronica, mediante invio nell'apposita sezione del sito internet indicata nell'avviso di convocazione. Essi possono inoltre farsi rappresentare in Assemblea anche da un rappresentante in conflitto di interessi, a condizione che quest'ultimo abbia comunicato per iscritto al socio le circostanze da cui deriva il conflitto di interessi e

purché vi siano specifiche istruzioni di voto per ciascuna delibera in relazione alla quale il rappresentante è chiamato a votare per conto del socio stesso.
Secondo quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e consentito dallo statuto di Enel Green Power, i soci hanno altresì la facoltà di conferire a un rappresentante designato dalla Società una delega con istruzioni di voto su tutte o alcune delle materie all'ordine del giorno, da fare pervenire al soggetto interessato entro la fine del secondo giorno di mercato aperto precedente l'Assemblea; tale delega, il cui conferimento non comporta spese per il socio e avviene mediante la compilazione di un modulo elaborato dalla CONSOB, ha effetto per le sole proposte in relazione alle quali siano conferite istruzioni di voto.
In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dalla connessa disciplina attuativa dettata dalla CONSOB, lo statuto della Società affida al Consiglio di Amministrazione la possibilità di prevedere, in relazione a singole Assemblee e tenuto conto dell'evoluzione e dell'affidabilità degli strumenti tecnici a disposizione, l'ammissibilità della partecipazione all'Assemblea con mezzi elettronici, individuando le relative modalità nell'avviso di convocazione.
Lo svolgimento delle riunioni assembleari, oltre che dalla legge e dallo statuto, è disciplinato da un apposito regolamento, i cui contenuti sono allineati ai modelli più evoluti elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società quotate. Il regolamento è disponibile presso il sito internet della Società all'indirizzo internet http://www.enelgreenpower.com/it-IT/company/governance/meetings/.
L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in caso di sua assenza o impedimento, da chi ricopre l'incarico di Amministratore Delegato oppure, in mancanza di entrambi, da altra persona delegata dal Consiglio di Amministrazione; in difetto l'Assemblea elegge il proprio Presidente. Il Presidente è assistito da un segretario, anche non socio, designato dagli intervenuti e può nominare uno o più scrutatori.
Il Presidente dell'Assemblea, tra l'altro, verifica la regolarità della costituzione dell'Assemblea, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola lo svolgimento dei lavori e accerta i risultati delle votazioni.
Le deliberazioni dell'Assemblea constano del verbale sottoscritto dal Presidente dell'Assemblea e dal segretario. I verbali delle Assemblee straordinarie devono essere redatti da un notaio.
Con riferimento al diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti all'ordine del giorno, il regolamento delle Assemblee prevede che il Presidente dell'Assemblea, tenuto conto dell'oggetto e della rilevanza dei singoli argomenti posti in discussione, nonché del numero dei richiedenti la parola e di eventuali domande formulate dai soci prima dell'Assemblea cui non sia già stata data risposta da parte della Società, predetermina la durata degli interventi e delle repliche – di norma non superiore a dieci minuti per gli interventi e a cinque minuti per le repliche – al fine di garantire che l'Assemblea possa concludere i propri lavori in un'unica riunione. I legittimati all'esercizio del diritto di voto possono chiedere la parola sugli argomenti posti in discussione una sola volta, facendo osservazioni, chiedendo informazioni e formulando proposte. La richiesta di intervento può essere avanzata dal momento della costituzione dell'Assemblea e – salvo diverso termine indicato dal Presidente – fino a quando il Presidente dell'Assemblea medesimo non abbia dichiarato chiusa la discussione sull'argomento oggetto della stessa. Il Presidente dell'Assemblea e, su suo invito, coloro che lo assistono rispondono agli oratori al termine di tutti gli interventi ovvero dopo ciascun intervento. Coloro che hanno chiesto la parola hanno facoltà di breve replica.

Codice Etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder* quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato la stesura del Codice Etico del Gruppo Enel, il cui recepimento è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società sin dal dicembre 2008.
Tale Codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*.
In particolare, il Codice Etico si articola in:

> princípi generali nelle relazioni con gli *stakeholder*, che definiscono i valori di riferimento cui il Gruppo si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali princípi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;

> criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholder*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel Green Power sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei princípi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
> meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

Il Codice Etico, aggiornato nel tempo, tiene conto delle modifiche normative e organizzative intervenute, nonché dell'intento di allineare ulteriormente i contenuti alla *best practice* internazionale. Tra gli interventi più significativi effettuati in tale occasione si segnalano (i) l'aggiornamento della missione aziendale, (ii) il recepimento del divieto di porre in essere sul luogo di lavoro episodi di intimidazione, *mobbing* e *stalking*, (iii) la espressa previsione dell'obbligo per i fornitori di rispettare la normativa in materia di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, nonché (iv) l'esclusione in linea di principio della possibilità per le società del Gruppo Enel di aderire a richieste di contributi negli ambiti di attività in cui risulta operare Enel Cuore Onlus.

Modello organizzativo e gestionale

In data 1° dicembre 2008 la Società ha approvato, attraverso il recepimento da parte del Consiglio di Amministrazione del modello predisposto da Enel SpA, un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse.

Tale modello è coerente nei contenuti con quanto disposto dalle linee guida elaborate in materia da associazioni di categoria e con la *best practice* statunitense e rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione efficiente e corretta.

Il modello in questione si compone di una "parte generale" (in cui vengono descritti, tra l'altro, i contenuti del decreto legislativo 231/2001, gli obiettivi e il funzionamento del modello, i compiti dell'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamento, i flussi informativi, la formazione del personale, il regime sanzionatorio) e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal decreto legislativo 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire.

In particolare, le "parti speciali" finora elaborate riguardano i reati contro la pubblica amministrazione, i reati societari, i reati di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, i reati contro la personalità individuale, i reati e gli illeciti amministrativi in materia di *market abuse*, i reati di omicidio colposo e di lesioni gravi o gravissime commessi in violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro, i reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, i delitti informatici e il trattamento illecito di dati, i delitti di criminalità organizzata e i reati ambientali.

Nel corso degli anni il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di una periodica attività di aggiornamento e revisione al fine di tenere conto, principalmente, (i) di nuove fattispecie introdotte dalla legislazione tra i reati "presupposto" della responsabilità disciplinata dal decreto legislativo 231/2001, (ii) dell'esperienza applicativa maturata e dell'evoluzione della struttura organizzativa, (iii) di pronunce giurisprudenziali intervenute in materia, (iv) di modifiche normative e, infine (v) della necessità di razionalizzare in alcuni punti il testo del modello e di coordinare tra loro le diverse parti "speciali".

Il modello adottato da Enel Green Power è oggetto di recepimento anche da parte delle società controllate di diritto italiano, cui è attribuita la responsabilità di adattarne i contenuti alla luce delle specifiche attività svolte.

Enel Green Power ha altresì approvato apposite "linee guida" finalizzate a rendere applicabili i princípi del modello organizzativo e gestionale alle più significative società controllate estere del Gruppo (identificate anche in funzione della tipologia di attività svolta) allo scopo (i) di sensibilizzare e rendere consapevoli le società in questione sull'importanza di assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, nonché (ii) di prevenire il rischio che, attraverso la commissione di condotte illecite nell'ambito delle attività svolte dalle medesime società, si possa configurare una responsabilità amministrativa ai sensi del decreto legislativo 231/2001 a carico di Enel Green Power.

L'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamen-

to (nel prosieguo, "Organismo di Vigilanza") è composto da tre a cinque membri nominati dal Consiglio di Amministrazione. Possono entrare a fare parte del suddetto organo componenti sia interni sia esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale (in ogni caso è prevista la presenza del Responsabile della Funzione *Audit* della Società). Nel corso del 2012 l'Organismo di Vigilanza è risultato composto dai Responsabili delle Funzioni *Audit* e Affari Legali e Societari nonché dell'Unità *Corporate Governance*, M&A e Finanza, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative. La durata in carica dei componenti dell'Organo di Vigilanza è allineata a quella del Consiglio di Amministrazione della Società e pertanto la relativa scadenza è fissata in occasione dell'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2012.

Nel corso del 2012 l'Organismo di Vigilanza ha vigilato, come di consueto, sul funzionamento e sull'osservanza del modello e, in particolare:

> ha tenuto 17 riunioni nell'ambito delle quali si è soffermato (i) sull'approvazione tanto del piano di attività di monitoraggio e vigilanza per l'anno 2012 quanto del consuntivo di tale attività e, nel corso dell'anno, sugli esiti delle principali attività di verifica condotte conformemente al piano annuale di attività approvato, (ii) sulle proposte di aggiornamento e revisione del modello organizzativo stesso, (iii) sull'analisi delle principali aree di *business* dell'Azienda rilevanti ai fini del modello organizzativo e delle procedure di controllo a presidio di tali aree;

> ha promosso l'aggiornamento del modello organizzativo e gestionale, con particolare riferimento alla "parte generale" e alle parti speciali dedicate alla prevenzione dei delitti di criminalità organizzata e dei reati ambientali;

> ha promosso iniziative formative, differenziate a seconda dei destinatari e necessarie a garantire un costante aggiornamento dei dipendenti sui contenuti del modello organizzativo e gestionale;

> ha riferito costantemente del proprio operato all'Amministratore Delegato nonché, con cadenza periodica, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale.

Il modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 di Enel Green Power SpA è disponibile sul sito web della Società al seguente indirizzo: http://www.enelgreenpower.com/it-IT/company/governance/model/.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

In data 1° dicembre 2008 il Consiglio di Amministrazione ha adottato il piano di "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel Green Power al *Global Compact* (programma di azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa sponsorizzata dal *World Economic Forum* di Davos nel 2005).
Il piano TZC integra il Codice Etico e il modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'attuazione dei princípi formulati in materia da *Transparency International*.

* * * * *

Vengono di seguito allegate due tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni più significative contenute nella seconda sezione del documento in merito alla struttura e al funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei relativi Comitati, nonché in merito alla struttura del Collegio Sindacale nel corso del 2012.

Tabella 1: Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati di Enel Green Power

Consiglio di Amministrazione										Comitato controllo interno [1]		Comitato remunerazioni [2]		*Eventuale* Comitato nomine		*Eventuale* Comitato esecutivo	
						Indipendenti											
Carica	Componenti	Esecutivi	Non esecutivi	In carica dal	In carica fino al	TUF (****)	C.A. (*****)	(***)	Altri incarichi (*)	(**)	(***)	(**)	(***)	(**)	(***)	(**)	(***)
Presidente	Luigi Ferraris		X	01/2012	12/2012			100%	-								
AD/Direttore Generale	Francesco Starace	X		01/2012	12/2012			100%	-								
Consigliere	Luca Anderlini		X	01/2012	12/2012	X	X	100%	-			X	100%				
Consigliere	Carlo Angelici		X	01/2012	12/2012	X	X	93%	-			X	100%				
Consigliere	Andrea Brentan		X	01/2012	12/2012			50%	-								
Consigliere	Giovanni Battista Lombardo		X	01/2012	12/2012	X	X	100%	-	X	100%			[3]		Non esistente	
Consigliere	Giovanni Pietro Malagnino		X	01/2012	12/2012	X	X	80%	-	X	85%						
Consigliere	Carlo Tamburi		X	01/2012	12/2012			44%	-								
Consigliere	Daniele Umberto Santosuosso		X	01/2012	12/2012	X	X	100%	-			X	100%				
Consigliere	Luciana Tarozzi		X	01/2012	12/2012	X	X	100%	-	X	100%						

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 1% del capitale sociale.

Numero riunioni svolte durante il 2012 CdA: 16; Comitato controllo interno: 13 [1]; Comitato remunerazioni: 5; Comitato nomine [3]: N.A.; Comitato esecutivo: N.A.

NOTE

(1) Si segnala che, a partire dal 19 dicembre 2012, il Comitato per il controllo interno ha assunto la denominazione e le funzioni di Comitato controllo e rischi; quest'ultimo Comitato non ha svolto riunioni sino al termine dell'esercizio 2012. Si segnala altresì che il Comitato per il controllo interno svolge anche il ruolo di Comitato parti correlate e, nel corso del 2012, ha tenuto tre riunioni in tale veste.

(2) Si segnala che, a partire dal 19 dicembre 2012, il Comitato per le remunerazioni ha assunto la denominazione e le funzioni di Comitato per le nomine e le remunerazioni; quest'ultimo Comitato non ha svolto riunioni sino al termine dell'esercizio 2012.

(3) Enel Green Power non ha avuto un Comitato nomine sino al 19 dicembre 2012; in tale data, il Consiglio di Amministrazione della Società ha deliberato l'attribuzione delle funzioni di Comitato per le nomine al Comitato per le remunerazioni, che ha assunto la denominazione di Comitato per le nomine e le remunerazioni. Tale ultimo Comitato non ha svolto riunioni sino al termine dell'esercizio 2012.

(*) In questa colonna è indicato il numero di incarichi ricoperti dal soggetto interessato negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, individuate in base alla *policy* formulata al riguardo dal Consiglio di Amministrazione.

(**) In queste colonne è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai Comitati.

(***) In queste colonne sono indicate le percentuali di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

(****) In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza, richiamato per quanto riguarda gli Amministratori dall'art. 147 *ter*, comma 4, dello stesso Testo Unico della Finanza. In base a quanto indicato dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza non possono qualificarsi indipendenti:

a) coloro che si trovano nelle condizioni previste dall'art. 2382 del codice civile (vale a dire in stato di interdizione, inabilitazione, fallimento, o che abbiano subíto una condanna a una pena che comporta l'interdizione, anche temporanea, dai pubblici uffici o l'incapacità a esercitare uffici direttivi);

b) il coniuge, i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori della Società, nonché gli Amministratori, il coniuge, i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori delle società da essa controllate, delle società che la controllano e di quelle sottoposte a comune controllo;

c) coloro che sono legati alla Società ovvero alle società da essa controllate, ovvero alle società che la controllano o a quelle sottoposte a comune controllo ovvero agli Amministratori della Società e ai soggetti di cui alla precedente lettera b) da rapporti di lavoro autonomo o subordinato, ovvero da altri rapporti di natura patrimoniale o professionale che ne compromettano l'indipendenza.

(*****) In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza indicati nell'art. 3 del Codice di Autodisciplina delle società quotate. In particolare, in base a quanto indicato nel criterio applicativo 3.C.1 del Codice di Autodisciplina, un amministratore dovrebbe di norma ritenersi privo dei requisiti di indipendenza nelle seguenti ipotesi:

a) se, direttamente o indirettamente, anche attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona, controlla l'emittente o è in grado di esercitare su di esso un'influenza notevole, o partecipa a un patto parasociale attraverso il quale uno o più soggetti possono esercitare il controllo o un'influenza notevole sull'emittente;

b) se è, o è stato nei precedenti tre esercizi, un esponente di rilievo dell'emittente, di una sua controllata avente rilevanza strategica o di una società sottoposta a comune controllo con l'emittente, ovvero di una società o di un ente che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente o è in grado di esercitare sullo stesso un'influenza notevole; al riguardo, si segnala che, in base a quanto disposto dal criterio applicativo 3.C.2 del Codice di Autodisciplina, sono da considerarsi "esponenti di rilievo" di una società o di un ente (anche ai fini di quanto indicato nelle ulteriori lettere del criterio applicativo 3.C.1): il presidente dell'ente, il presidente del consiglio di amministrazione, gli amministratori esecutivi e i dirigenti con responsabilità strategiche della società o dell'ente considerato;

c) se, direttamente o indirettamente (per esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di *partner* di uno studio professionale o di una società di consulenza), ha, o ha avuto nell'esercizio precedente, una significativa relazione commerciale, finanziaria o professionale:
   - con l'emittente, con una sua controllata, o con alcuno dei relativi esponenti di rilievo;
   - con un soggetto che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente, ovvero – trattandosi di società o ente – con i relativi esponenti di rilievo;
   - ovvero è, o è stato nei precedenti tre esercizi, lavoratore dipendente di uno dei predetti soggetti;

d) se riceve, o ha ricevuto nei precedenti tre esercizi, dall'emittente o da una società controllata o controllante, una significativa remunerazione aggiuntiva (rispetto all'emolumento "fisso" di Amministratore non esecutivo dell'emittente e al compenso per la partecipazione ai Comitati raccomandati dal presente Codice) anche sotto forma di partecipazione a piani di incentivazione legati alla *performance* aziendale, anche a base azionaria;
e) se è stato Amministratore dell'emittente per più di nove anni negli ultimi dodici anni;
f) se riveste la carica di Amministratore esecutivo in un'altra società nella quale un Amministratore esecutivo dell'emittente abbia un incarico di Amministratore;
g) se è socio o Amministratore di una società o di un'entità appartenente alla rete della società incaricata della revisione contabile dell'emittente;
h) se è uno stretto familiare di una persona che si trovi in una delle situazioni di cui ai precedenti punti. Al riguardo, il commento all'art. 3 del Codice di Autodisciplina afferma che "in linea di principio, dovrebbero essere giudicati come non indipendenti i genitori, i figli, il coniuge non legalmente separato, il convivente *more uxorio* e i familiari conviventi di una persona che non potrebbe essere considerata amministratore indipendente".

Tabella 2: Struttura del Collegio Sindacale di Enel Green Power

Collegio Sindacale in carica per l'intero esercizio 2012

Carica	Componenti	In carica dal	In carica fino al	Lista (M/m) (*)	(**)	Numero di incarichi (***)
Presidente	Franco Fontana	01/2012	12/2012	m	100%	-
Sindaco effettivo	Giuseppe Ascoli	01/2012	12/2012	M	93%	-
Sindaco effettivo	Leonardo Perrone	01/2012	12/2012	M	100%	-
Sindaco supplente	Giulio Monti	01/2012	12/2012	M	N.A.	-
Sindaco supplente	Pierpaolo Singer	01/2012	12/2012	m	N.A.	-
Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2012 nel periodo di riferimento: 15						
Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale: 1% del capitale sociale.						

NOTE
(*) In questa colonna è indicato M/m a seconda che il Sindaco sia stato tratta dalla lista votata dalla maggioranza (M) o da una minoranza (m).
(**) In questa colonna è indicata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco effettivo alle riunioni del Collegio Sindacale. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.
(***) In questa colonna è indicato il numero di incarichi di Amministratore o Sindaco ricoperti dal soggetto interessato rilevanti ai sensi degli artt. 144 *duodecies* e seguenti del Regolamento Emittenti (limite al cumulo degli incarichi). Ai sensi della richiamata disciplina, i componenti degli organi di controllo non sono soggetti al limite del cumulo degli incarichi quando ricoprono la carica di componente dell'organo di controllo in un solo emittente. Come evidenziato nella tabella, al mese di febbraio 2013 i Sindaci effettivi di Enel Green Power non ricoprono l'incarico di componente di organi di controllo in altri emittenti.

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 2012, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Starace e 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 applicazione

   delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2012 e il 31 dicembre 2012.

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. 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 non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2012:
   a. è redatto in conformità ai princípi 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 che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2012 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, 11 marzo 2013

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel Green Power SpA

Giulio Antonio Carone
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel Green Power SpA

Environment

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2012

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 2012, 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 consolida-mento
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 (New York)	USA	-	USD	Hydro Development Group Inc. Chi Black River Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
3SUN Srl	Catania	Italia	180.030.000	EUR	Enel Green Power SpA	33,33%	33,33%	Proporzionale
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de Cv	San Salvador	El Salvador	200.000	SVC	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	20,00%	Patrimonio netto
Aes Distribuidores Salvadoreños y Compañía S En C de Cv	San Salvador	El Salvador	200.000	SVC	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	20,00%	Patrimonio netto
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	40,00%	80,00%	Proporzionale
Aguilón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,60%	51,00%	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	10.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.416	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	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 (South Carolina)	USA	10.500	USD	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Aridos Energías Especiales SL in liquidazione	Villalbilla	Spagna	600.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,63%	41,05%	Proporzionale
Asoleo SL in liquidazione	Madrid	Spagna	320.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,01%	50,01%	-
Atelgen - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	30,60%	51,00%	Integrale
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Azucarera Energías SA	Madrid	Spagna	570.600	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Proporzionale
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Sweetwater Hydroelectric Inc. Enel Green Power North America Inc.	100,00%	90,00% 10,00%	Integrale
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	67,50%	Integrale
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	2	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	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
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%	Integrale
Blue Line Valea Nucarilor SRL	Bucarest	Romania	600	RON	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%	Integrale
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Proporzionale
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	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 (Idaho)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Chi Idaho Inc.	100,00%	32,00% 68,00%	Integrale
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Fulcrum Inc. Bp Hydro Associates	100,00%	24,08% 75,92%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Bypass Limited	Boise (Idaho)	USA	-	USD	El Dorado Hydro Chi West Inc. Northwest Hydro Inc.	100,00%	1,00% 29,65% 69,35%	Integrale
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	USA	1	USD	Chi West Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	1.803.000	EUR	Enel Green Power España SL	15,00%	25,00%	Patrimonio netto
Campos - Recursos Energéticos ACE	Barroselas	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,00%	95,00%	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 (Kansas)	USA	-	USD	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Carvemagere - Manutenção e Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	84.700	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	39,00%	65,00%	Integrale
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Chi Hydroelectric Company Inc. Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	99,90% 0,10%	Integrale
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210	EUR	Enel Green Power España SL	19,98%	33,30%	Patrimonio netto
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	223.727.429	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Chi Acquisitions 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 S F LP	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Enel Green Power Canada Inc. Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	49,00%	49,00%	Patrimonio netto
Cogeneración El Salto SL in liquidazione	Saragozza	Spagna	36.000	EUR	Enel Green Power España SL	12,00%	20,00%	-
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	720.000	EUR	Enel Green Power España SL	12,00%	20,00%	Patrimonio netto
Colbuccaro Fotovoltaica Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Companhia Térmica do Serrado ACE	Paços de Brandão	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	36,00%	60,00%	Patrimonio netto
Companhia Térmica Hectare ACE	Alcochete	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	36,00%	60,00%	Integrale
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,00%	95,00%	Integrale
Companhia Térmica Mundo Têxtil ACE	Caldas de Vizela	Portogallo	1.003.476	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	6,00%	10,00%	Patrimonio netto
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE in liquidazione	Riba de Ave	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,00%	95,00%	-
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	São Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Pp - Co-Geração SA	60,00%	51,00% 49,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	5.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	57,00%	95,00%	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 (South Carolina)	USA	110.000	USD	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Conexión Energética Centroamericana El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	7.950.600	SVC	Enel Green Power International BV Grupo Egi SA de Cv	100,00%	59,14% 40,86%	Integrale
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	Gauley River Power Partners LP Enel Green Power North America Inc.	100,00%	5,00% 95,00%	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 (New York)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc. Hydro Development Group Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
Corinth Solar Park SA	Halandri	Grecia	60.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	2.524.200	EUR	Enel Green Power España SL	15,00%	25,00%	Patrimonio netto
Cte - Central Termica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	563.910	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Proporzionale
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.000	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	99,99%	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 Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000	EUR	Eol Verde Energia Eólica 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 Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Stillwater Solar LLC	Willmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Northwest Hydro Inc. Chi West Inc.	100,00%	17,50% 82,50%	Integrale
Elcomex Eol SA	Cernavoda	Romania	1.000.000	RON	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power International BV	100,00%	99,90% 0,10%	Integrale
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 Alvadia Lda	Porto	Portogallo	1.150.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	28,80%	48,00%	Patrimonio netto
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	48,00%	80,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	14.053.147	CLP	Energía Alerce Ltda Enel Latin America (Chile) Ltda	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	11.169.752.000	CLP	Enel Latin America (Chile) Ltda Energía Alerce Ltda	100,00%	99,90% 0,10%	Integrale
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	54.430.867	CLP	Enel Latin America (Chile) Ltda	51,00%	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	Chi Hydroelectric Company Inc. Newind Group Inc. Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	82,05% 0,10% 17,85%	Integrale
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	419.400.000	BRL	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	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	Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Enel de Costa Rica SA	San José	Costa Rica	27.500.000	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000	USD	Enel Panama SA	50,06%	50,06%	Integrale
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Essex Company	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%	Proporzionale
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	51,00%	51,00%	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 (Quebec)	Canada	85.681.857	CAD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Canaro Srl	Roma	Italia	10.400	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Colombia	Bogotà	Colombia	10.000.000	COP	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Cristal Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.509.360	BRL	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.153	EUR	Enel Green Power International BV Endesa Generación SA	60,00%	60,00% 40,00%	Integrale
Enel Green Power France Sas	Lione	Francia	98.200.000	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Granadilla SL	Tenerife	Spagna	3.012	EUR	Enel Green Power España SL	39,00%	65,00%	Integrale
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	3.603.240	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 Jeotermal Enerji Yatirimlari AŞ	Istanbul	Turchia	50.000	EUR	Enel Green Power International BV	98,99%	98,99%	Integrale
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.067.280	BRL	Parque Eólico Curva dos Ventos 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	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Endesa Brasil SA	60,00%	60,00% 40,00%	Integrale
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Endesa Brasil SA	60,00%	60,00% 40,00%	Integrale
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

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	14.520.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	13.998.000	BRL	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	1.000	PEN	Enel Green Power International BV Energía Alerce Ltda	100,00%	99,90% 0,10%	Integrale
Enel Green Power Portoscuso Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Primavera SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.506.000	BRL	Parque Eólico Cristal Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nuşeni	Romania	890.000.500	RON	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	80,00%	80,00%	Integrale
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.256.000	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Cristal Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	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 Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	8.972.400	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Enel Green Power TSS Srl	Roma	Italia	1.000.000	EUR	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Latin America (Chile) Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000	CLP	Energía Alerce Ltda Hydromac Energy BV	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000	USD	Enel Green Power International BV	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
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Enel.si Srl	Roma	Italia	5.000.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000	BRL	Enel Green Power International BV Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	5.000.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	21,58%	17,98% 17,98%	Patrimonio netto
Enercampo - Produção de Energia Lda	Porto	Portogallo	249.400	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	42,00%	70,00%	Integrale
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	3.606.060	EUR	Enel Green Power España SL	16,20%	27,00%	Patrimonio netto

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Energía Alerce Ltda	Santiago	Cile	1.000.000	CLP	Hydromac Energy BV Enel Green Power International BV	100,00%	99,90% 0,10%	Integrale
Energía de La Loma SA	Jaén	Spagna	4.450.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
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 de Costa Rica SA	100,00%	100,00%	Integrale
Energía Nueva de Iggu Srl de Cv	Città del Messico	Messico	3.000	MXN	Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	100,00%	0,10% 99,90%	Integrale
Energía Nueva Energía Limpia México Srl de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650	MXN	Enel Green Power International BV Enel Guatemala SA	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Energiaki Polymyloy SA	Atene	Grecia	45.553.352	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Proporzionale
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	Barcellona	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
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%	Proporzionale
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	100	MXN	Energía Nueva de Iggu Srl de Cv Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Enerlasa SA in liquidazione	Madrid	Spagna	1.021.700	EUR	Enel Green Power España SL	27,00%	45,00%	-
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000	EUR	Maicor Wind Srl	60,00%	100,00%	Integrale
Enerlousado Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	50,00% 50,00%	Integrale
Enerviz - Produção de Energia de Vizela Lda	Porto	Portogallo	673.380	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Enexon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	88,00%	88,00%	Integrale
Eol Verde Energia Eólica SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	45,00%	75,00%	Integrale
Eolcinf - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,60%	51,00%	Integrale
Eolflor - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	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 del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100	EUR	Enel Green Power España SL	30,60%	51,00%	Integrale
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	1.877.201.536	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	60,50% 39,40%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
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%	Proporzionale
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%	Proporzionale
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Enel Green Power España SL	36,00%	60,00%	Integrale
Ercasa Cogeneración SA	Saragozza	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	30,00%	50,00%	Proporzionale
Erecosalz SL in liquidazione	Saragozza	Spagna	18.000	EUR	Enel Green Power España SL	19,80%	33,00%	-
Erfei AIE	Tarragona	Spagna	720.000	EUR	Enel Green Power España SL	25,20%	42,00%	Patrimonio netto
Essex Company	Boston (Massachusetts)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Eurohueco Cogeneración AIE	Barcellona	Spagna	2.606.000	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000	EUR	Enel Green Power España SL	42,00%	70,00%	Integrale
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
Fábrica do Arco - Recursos Energéticos SA	Santo Tirso	Portogallo	500.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	30,00%	50,00%	Proporzionale
Feneralt - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	15,00%	25,00%	Patrimonio netto
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 (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	USA	1.003	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Garofeica SA	Barcellona	Spagna	721.200	EUR	Enel Green Power España SL	16,20%	27,00%	Patrimonio netto
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Essex Company	100,00%	100,00%	Integrale
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	USA	1	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	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 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 Guatemala SA	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	53.644.788.997	CLP	Enel Latin America (Chile) Ltda	51,00%	51,00%	Integrale
Geotérmica Nicaragüense SA	Managua	Nicaragua	92.050.000	NIO	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%	Integrale
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	EGP Geronimo Holding Company Inc.	49,20%	49,20%	Patrimonio netto

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Green Fuel Corporación SA	Santander	Spagna	121.000	EUR	Enel Green Power España SL Endesa Generación SA	14,54%	24,24% 12,97%	Patrimonio netto
Grupo Egi SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.448.800	SVC	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	1.608.200	EUR	Enel Green Power España SL	18,00%	30,00%	Patrimonio netto
Hidroelectricidad del Pacífico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	30.891.536	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	99,99%	Integrale
Hidroribeira - Emp Hidricos e Eólicos Lda	Paço de Arcos	Portogallo	7.482	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	100,00%	Integrale
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv	San Salvador	El Salvador	100.000	SVC	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	20,00%	Patrimonio netto
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	USA	12	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	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
IMA Engineering Solutions SA	Prahova	Romania	90.000	EUR	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	1,10% 98,90%	Integrale
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	Città del Messico	Messico	308.628.665	MXN	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%	Integrale
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	233.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.471.798	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	148.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	174.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	153.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	165.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	174.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	152.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	148.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	148.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	159.000	EUR	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	10.126.310	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Iris 2006 Srl	Cutro	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%	Integrale
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	82.974.476	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Kalenta Ltd	Maroussi	Grecia	2.367.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
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
LaGeo SA de Cv	Ahuachapan	El Salvador	2.562.826.700	SVC	Enel Green Power SpA	36,20%	36,20%	Patrimonio netto
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Essex Company Enel Green Power North America Inc.	100,00%	92,50% 7,50%	Integrale
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	1	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	USA	1	USD	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Lower Saranac Hydro Partners LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Lower Saranac Corporation Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000	EUR	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%	Integrale
Marko PV Energy SA	Maroussi	Grecia	420.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	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
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.201	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	99,99%	Integrale
Midway Farms Wind Project LLC	Dallas	USA -Texas	-	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 (California)	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 de Costa Rica SA	49,00%	49,00%	Integrale
Montegranaro Fotovoltaica Srl	Roma	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Myrini Energiaki SA	Maroussi	Grecia	420.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	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
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
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	15	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000	CRC	Enel de Costa Rica SA	85,00%	85,00%	Integrale
Ottauquechee 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
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Paglialonga Due Srl	Castrovillari	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Trade Wind Energy LLC	100,00%	100,00%	Integrale
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
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Parc Eolien de La Grande Epine Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Parc Eolien de La Vallière Sasu	Saint Priest	Francia	59.240	EUR	Enel Green Power France Sas	49,00%	49,00%	Patrimonio netto
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	37.000	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	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	1.007.000	EUR	Enel Green Power España SL	48,00%	80,00%	Integrale
Parque Eólico Cristal Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000	BRL	Enel Green Power International BV Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	220.000	BRL	Parque Eólico Cristal Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
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	60,00%	100,00%	Integrale
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400	EUR	Enel Green Power España SL	30,10%	50,16%	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 Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Cristal Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	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 Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	545.334	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Cristal Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	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 Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347	BRL	Parque Eólico Cristal Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880	EUR	Enel Green Power España SL	31,20%	52,00%	Integrale
Parque Eólico Serra Azul Ltda	Bahia	Brasile	440.267	BRL	Parque Eólico Cristal Ltda Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	1,00% 99,00%	Integrale
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa 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

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000	CLP	Enel Latin America (Chile) Ltda Energía Alerce Ltda	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564	CLP	Energía Alerce Ltda Enel Latin America (Chile) Ltda	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267	BRL	Enel Brasil Participações Ltda Parque Eólico Cristal Ltda	100,00%	99,00% 1,00%	Integrale
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000	CRC	Enel de Costa Rica SA Enel Green Power SpA	62,48%	40,31% 22,17%	Integrale
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Enel de Costa Rica SA	33,44%	33,44%	Integrale
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000	CRC	Enel de Costa Rica SA	40,00%	40,00%	Integrale
PH Río Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001	CRC	Enel de Costa Rica SA	34,32%	34,32%	Integrale
Photovoltaic Station Kourtesi I Production of Energy SA	Maroussi	Grecia	4.497.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	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
Pontinia FV Srl	Roma	Italia	60.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Powercer - Sociedade de Cogeração de Vialonga SA	Loures	Portogallo	50.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	18,00%	30,00%	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 Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	49,00%	49,00%	Patrimonio netto
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	41.965.445	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398	EUR	Enel Green Power España SL	49,73%	82,89%	Integrale
Productor Regional de Energia Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500	EUR	Enel Green Power España SL	51,00%	85,00%	Integrale
Productora de Energías SA	Barcellona	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 Srl de Cv	Città del Messico	Messico	89.707.935	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	99,99%	Integrale
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000	EUR	Enel Green Power España SL	20,00%	33,33%	Proporzionale
Puignerel AIE	Barcellona	Spagna	11.299.000	EUR	Enel Green Power España SL	15,00%	25,00%	Patrimonio netto
Pyrites Associates GP	New York (New York)	USA	-	USD	Hydro Development Group Inc. Enel Green Power North America Inc.	100,00%	50,00% 50,00%	Integrale
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.148.512	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%	Integrale
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	1.924.465.600	GTQ	Enel Green Power SpA Enel Green Power International BV Enel Guatemala SA	93,84%	51,00% 42,83% 0,01%	Integrale
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Chi West Inc. Northwest Hydro Inc.	100,00%	82,50% 17,50%	Integrale
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Rofeica d'Energía SA	Barcellona	Spagna	1.983.300	EUR	Enel Green Power España SL	16,20%	27,00%	Patrimonio netto

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Ronfegen- Recursos Energéticos, Lda	Oeiras	Portogallo	5.000	EUR	Pp - Co-Geração SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	10,00% 90,00%	Integrale
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	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%	Proporzionale
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Santo Rostro Cogeneración SA in liquidazione	Siviglia	Spagna	207.000	EUR	Enel Green Power España SL	27,00%	45,00%	-
Se Hazelton A LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Bypass Power Company Chi West Inc.	100,00%	1,00% 99,00%	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	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv Energia Nueva Energia Limpia Mexico Srl de Cv	100,00%	99,99% 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
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	Granada	Spagna	175.200	EUR	Enel Green Power España SL	16,88%	28,13%	Patrimonio netto
Sistemas Enérgeticos 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 (California)	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 (Kansas)	USA	-	USD	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	33.969.032	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%	Proporzionale
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.040	EUR	Enel Green Power España SL	36,00%	60,00%	Integrale
Società Agricola Trino Srl	Trento	Italia	50.000	EUR	Agatos Green Power Trino	40,00%	100,00%	Proporzionale
Società Energetica Vibonese Srl	Castrovillari	Italia	107.615	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Solar Morea Energiaki SA	Maroussi	Grecia	4.000.890	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Solar Thessalia Société Anonyme of Energy	Maroussi	Grecia	60.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Sorgente Solare Calabria Srl	Castrovillari	Italia	10.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	21,60%	36,00%	Patrimonio netto
Soternix - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	30,60%	51,00%	Integrale
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
St-Felicien Cogeneration LP	Montreal (Quebec)	Canada	-	CAD	Enel Green Power Canada Inc. Chi S F LP	100,00%	8,00% 92,00%	Integrale
Stipa Nayaa SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	95,85%	55,21% 40,64%	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 (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	USA	250	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	51,00%	Integrale
Targusor Wind Farm SA	Cernavoda	Romania	90.000	RON	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	100,00%	0,10% 99,90%	Integrale
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	Guatemala	30.948.000	GTQ	Enel Green Power International BV	75,00%	75,00%	Integrale
Termotec Energía AIE in liquidazione	Valencia	Spagna	481.000	EUR	Enel Green Power España SL	27,00%	45,00%	-
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811	EUR	Enel Green Power SpA	15,00%	15,00%	Patrimonio netto
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Thracian Eolian 1 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Thracian Eolian 2 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Thracian Eolian 3 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Thracian Eolian 4 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Thracian Eolian 5 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Thracian Eolian 6 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Thracian Eolian 7 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Thracian Eolian 8 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Thracian Eolian 9 SA	Maroussi	Grecia	124.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Tirmadrid SA	Valdemingómez	Spagna	16.828.000	EUR	Enel Green Power España SL	20,40%	34,00%	Patrimonio netto
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	7.662.750	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Patrimonio netto
Tko Power Inc.	Los Angeles (California)	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
Total Electric SA	Buzau	Romania	3.190.600	EUR	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power International BV	100,00%	99,99% 0,01%	Integrale

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000	EUR	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	60,00%	100,00%	Integrale
Trade Wind Energy LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%	Integrale
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000	USD	Enel Kansas LLC	19,90%	19,90%	Patrimonio netto
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	Guatemala	5.000	GTQ	Enel Guatemala SA Enel Green Power Interna-tional BV	100,00%	0,01% 99,99%	Integrale
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Highfalls Hydro Company Inc. Enel Green Power North America Inc.	100,00%	98,00% 2,00%	Integrale
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	Integrale
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	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 (Minnesota)	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
Ufefys SL	Aranjuez	Spagna	2.373.950	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	Proporzionale
Urgell Energía SA	Lleida	Spagna	601.000	EUR	Enel Green Power España SL	16,20%	27,00%	Patrimonio netto
Varokub Green Energy SA	Prahova	Romania	90.000	EUR	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power International BV	100,00%	99,90% 0,10%	Integrale
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	USA	300	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	1.000	USD	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%	Integrale
Wind Park Kouloukonas SA	Maroussi	Grecia	2.700.018	EUR	Enel Green Power Hellas SA	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
Wind Park of West Ktenias SA	Maroussi	Grecia	70.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%	Integrale
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 Bolibas SA	Maroussi	Grecia	171.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	176.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	329.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	144.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	134.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	171.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	175.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Grammatikaki SA	Maroussi	Grecia	165.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	171.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
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 Korfovouni SA	Maroussi	Grecia	201.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.279.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Makrilakkoma SA	Maroussi	Grecia	254.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto

Denominazione	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% possesso Gruppo	% possesso azioni ordinarie	Metodo di consolida-mento
Wind Parks of Megavouni SA	Maroussi	Grecia	208.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	95.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Organi SA	Maroussi	Grecia	287.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	200.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	193.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	175.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Politis SA	Maroussi	Grecia	136.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	271.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	152.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	291.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	80,00%	Integrale
Wind Parks of Stroboulas SA	Maroussi	Grecia	176.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	152.500	EUR	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	29,25%	Patrimonio netto
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	161.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	174.000	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	30,00%	Patrimonio netto
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%	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
WP France 3 SAS	Lione	Francia	1.000	EUR	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%	Integrale
Yedesa-Cogeneración SA in liquidazione	Almería	Spagna	234.000	EUR	Enel Green Power España SL	24,00%	40,00%	-
Zitsa Solar SA	Maroussi	Grecia	252.000	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	50,00%	100,00%	Proporzionale

Excellence

Relazioni

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2012 del Gruppo Enel Green Power

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel. (+39) 06 324751
Fax (+39) 06 32475504
www.ey.com

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 2012. 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.

   Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 5 aprile 2012.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2012 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 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,

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la CC.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

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 2012.

Roma, 2 aprile 2013

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Riccardo Rossi
(Socio)

Concept design
Inarea

Realizzazione
Aleteia - Roma

Revisione testi
postScriptum - Roma

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Direzione Relazioni Esterne Enel

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
(al 31 dicembre 2012) i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 10236451000
R.E.A. di Roma n. 1219253
Partita IVA n. 10236451000