

PROSPETTO INFORMATIVO

RELATIVO ALL'OFFERTA PUBBLICA DI VENDITA
E ALL'AMMISSIONE ALLE NEGOZIAZIONI
SUL MERCATO TELEMATICO AZIONARIO
ORGANIZZATO E GESTITO DA BORSA ITALIANA
S.P.A. DI AZIONI ORDINARIE DI



EMITTENTE

Enel Green Power S.p.A.

AZIONISTA VENDITORE

Enel S.p.A.

Responsabile del Collocamento e Sponsor
Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A.

Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita



MEDIOBANCA
Banca di Credito Finanziario S.p.A.



BANCA IMI

CREDIT SUISSE



Joint Bookrunners

Banco Bilbao Vizcaya Argentaria

Barclays Capital

JPMorgan

BofA Merrill Lynch

Morgan Stanley

UniCredit Corporate & Investment Banking

Advisor Finanziario

Leonardo & Co.

L'Offerta Pubblica di Vendita è parte di un'Offerta Globale di Vendita di azioni ordinarie rivolta al pubblico indistinto in Italia e un'Offerta Istituzionale rivolta ad Investitori Istituzionali in Italia ed all'estero ai sensi della *Regulation S* dello *United States Securities Act* del 1933, come successivamente modificato, e negli Stati Uniti d'America, limitatamente ai *Qualified Institutional Buyers* ai sensi della *Rule 144A* adottata in forza dello *United States Securities Act* del 1933.

I soggetti residenti nei Paesi esteri al di fuori dell'Italia, e in particolare quelli residenti in Australia, Giappone e Canada non potranno partecipare all'Offerta Globale di Vendita, salvo che nei limiti consentiti dalle leggi e dai regolamenti del Paese rilevante.

Prospetto Informativo depositato presso la Consob in data 15 ottobre 2010 a seguito di comunicazione dell'avvenuto rilascio dell'autorizzazione alla pubblicazione con nota del 13 ottobre 2010, protocollo n° 10084114. L'adempimento di pubblicazione del Prospetto Informativo non comporta alcun giudizio della Consob sull'opportunità dell'investimento proposto e sul merito dei dati e delle notizie allo stesso relativi.

Il Prospetto Informativo è disponibile presso la sede legale dell'Emittente, in Roma, Viale Regina Margherita n° 125, il Responsabile del Collocamento ed i soggetti collocatori, nonché sul sito *internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.com, del Responsabile del Collocamento, dei soggetti collocatori e di Borsa Italiana S.p.A. L'Emittente e l'Azionista Venditore hanno richiesto alla Consob di trasmettere alla *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (CNMV) ai fini della procedura di cui all'articolo 18 della Direttiva 2003/71/CE il certificato di approvazione attestante che il Prospetto è stato redatto in conformità alla medesima Direttiva.





INDICE

NOTA DI SINTESI	7
SEZIONE PRIMA	29
CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI	31
1.1 Responsabili del Prospetto Informativo	31
1.2 Dichiarazione di responsabilità	31
CAPITOLO II – REVISORI LEGALI DEI CONTI	32
2.1 Revisori legali dell’Emittente.....	32
2.2 Informazioni sui rapporti con la Società di Revisione	32
CAPITOLO III – INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE	33
3.1 Informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie	36
3.2 Indicatori finanziari alternativi di <i>performance</i>	39
3.3 Indicatori non finanziari alternativi di <i>performance</i>	42
CAPITOLO IV – FATTORI DI RISCHIO	43
CAPITOLO V – INFORMAZIONI SULL’EMITTENTE	67
5.1 Storia ed evoluzione dell’attività dell’Emittente.....	67
5.1.1 <i>Denominazione sociale</i>	67
5.1.2 <i>Estremi di iscrizione nel Registro delle Imprese</i>	67
5.1.3 <i>Data di costituzione e durata dell’Emittente</i>	67
5.1.4 <i>Domicilio e forma giuridica, legislazione in base alla quale opera l’Emittente, Paese di costituzione e sede sociale</i>	67
5.1.5 <i>Fatti rilevanti nell’evoluzione dell’attività dell’Emittente e del Gruppo</i>	67
5.2 Principali investimenti	77
5.2.1 <i>Investimenti effettuati nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e degli esercizi 2008 e 2009</i>	77
5.2.2 <i>Investimenti in corso di realizzazione</i>	83
5.2.3 <i>Investimenti futuri</i>	83
CAPITOLO VI – PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ	85
6.1 Principali attività di Enel Green Power.....	85
6.1.1 <i>Premessa</i>	85
6.1.2 <i>Business unit attraverso le quali il Gruppo opera</i>	98
6.1.3 <i>Modello di business</i>	128
6.1.4 <i>Pipeline e progetti in execution</i>	132
6.1.5 <i>Struttura organizzativa del Gruppo</i>	137
6.1.6 <i>Programmi futuri e strategie</i>	140
6.1.7 <i>Quadro normativo</i>	142
6.2 Principali mercati e posizionamento competitivo	174
6.3 Fattori eccezionali	178

6.4	Eventuale dipendenza dell'Emittente da brevetti o licenze, da contratti industriali, commerciali o finanziari o da nuovi procedimenti di fabbricazione.....	179
6.5	Fonti delle dichiarazioni dell'Emittente sulla posizione competitiva	179
CAPITOLO VII – STRUTTURA ORGANIZZATIVA.....		180
7.1	Descrizione del gruppo cui appartiene l'Emittente	180
7.2	Descrizione delle società del Gruppo.....	183
CAPITOLO VIII – IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI.....		186
8.1	Immobilizzazioni materiali esistenti o previste.....	186
8.2	Problematiche ambientali.....	196
CAPITOLO IX – RESOCONTO DELLA SITUAZIONE GESTIONALE E FINANZIARIA		199
9.1	Situazione finanziaria.....	200
9.2	Gestione operativa.....	202
9.2.1	<i>Informazioni riguardanti fattori importanti che hanno avuto ripercussioni significative sul reddito derivante dall'attività del Gruppo.....</i>	<i>202</i>
9.2.2	<i>Informazioni economiche per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.....</i>	<i>211</i>
9.2.3	<i>Informazioni economiche per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.....</i>	<i>220</i>
9.2.4	<i>Analisi dei principali indicatori economico-gestionali per Business Unit.....</i>	<i>227</i>
9.2.5	<i>Informazioni riguardanti politiche o fattori di natura governativa, economica, fiscale, monetaria o politica che abbiano avuto, o potrebbero avere, direttamente o indirettamente, ripercussioni significative sull'attività dell'Emittente</i>	<i>236</i>
CAPITOLO X – RISORSE FINANZIARIE.....		237
10.1	Risorse finanziarie dell'Emittente.....	238
10.2	Flussi di cassa dell'Emittente.....	248
10.2.1	<i>Flussi di cassa rilevati ai semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.....</i>	<i>248</i>
10.2.2	<i>Flussi di cassa rilevati agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008</i>	<i>250</i>
10.3	Indicazione degli strumenti finanziari derivati.....	252
10.3.1	<i>Rischio tasso di interesse.....</i>	<i>252</i>
10.3.2	<i>Rischio tasso di cambio.....</i>	<i>254</i>
10.3.3	<i>Rischio prezzo commodity</i>	<i>255</i>
10.4	Limitazione all'uso di risorse finanziarie.....	257
10.5	Fonti previste di finanziamento.....	257
CAPITOLO XI – RICERCA E SVILUPPO, BREVETTI E LICENZE		258
11.1	Ricerca e sviluppo	258
11.2	Marchi, brevetti e licenze	261
CAPITOLO XII – INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE.....		262
12.1	Tendenze recenti sui mercati in cui opera il Gruppo.....	262
12.2	Informazioni su tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente almeno per l'esercizio in corso	262

CAPITOLO XIII – PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI.....	263
13.1 Previsioni sul Margine Operativo Lordo consolidato dell’Emittente e principali presupposti sui quali sono basate	263
13.1.1 <i>Premessa</i>	263
13.1.2 <i>Principali assunzioni sottostanti l’elaborazione dei Dati Previsionali</i>	264
13.1.3 <i>Dati Previsionali</i>	266
13.2 Relazione della Società di Revisione sui Dati Previsionali.....	267
CAPITOLO XIV – ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA E PRINCIPALI DIRIGENTI.....	268
14.1 Organi sociali e principali dirigenti.....	268
14.1.1 <i>Consiglio di Amministrazione</i>	268
14.1.2 <i>Principali dirigenti</i>	275
14.1.3 <i>Collegio Sindacale</i>	281
14.2 Conflitti di interessi dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei componenti del Collegio Sindacale e dei principali dirigenti.....	286
CAPITOLO XV – REMUNERAZIONI E BENEFICI.....	287
15.1 Remunerazioni e benefici a favore dei componenti del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale e dei principali dirigenti per i servizi resi in qualsiasi veste.....	287
15.2 Benefici previdenziali	288
CAPITOLO XVI – PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	289
16.1 Durata della carica dei componenti del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale.	289
16.2 Contratti di lavoro stipulati dai componenti del Consiglio di Amministrazione e dai componenti del Collegio Sindacale con l’Emittente che prevedono una indennità di fine rapporto	289
16.3 Informazioni sul Comitato per il Controllo Interno e sul Comitato per le Remunerazioni.....	289
16.4 Recepimento delle norme in materia di governo societario	291
CAPITOLO XVII – DIPENDENTI.....	294
17.1 Numero dipendenti.....	294
17.2 Partecipazioni azionarie e piani di <i>stock option</i>	294
17.3 Descrizione di eventuali accordi di partecipazione dei dipendenti al capitale dell’Emittente	294
CAPITOLO XVIII – PRINCIPALI AZIONISTI	295
18.1 Principali azionisti.....	295
18.2 Diritti di voto diversi in capo ai principali azionisti.....	295
18.3 Indicazione dell’eventuale soggetto controllante ai sensi dell’art. 93 del Testo Unico.....	295
18.4 Accordi che possono determinare una variazione dell’assetto di controllo dell’Emittente	296
CAPITOLO XIX – OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE	297
19.1 Rapporti con le parti correlate con riferimento al Gruppo	298
19.1.1 <i>Rapporti tra il Gruppo e la controllante Enel</i>	302
19.1.2 <i>Rapporti tra società del Gruppo e parti correlate interne al Gruppo Enel</i>	310

19.1.3	<i>Rapporti commerciali tra l'Emittente e altri parti correlate esterne al Gruppo Enel</i>	320
19.2	Rapporti dell'Emittente con le società del Gruppo	320
19.3	Acquisizioni di società appartenenti al Gruppo Enel	323
CAPITOLO XX – INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE		327
20.1	Informazioni patrimoniali finanziarie ed economiche del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008	329
20.1.1	<i>Note di commento</i>	334
20.2	Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2010	404
20.2.1	<i>Note di commento</i>	408
20.2.2	<i>Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power</i>	448
20.3	Informazioni pro-forma	475
20.4	Posizione fiscale	487
20.5	Politica dei dividendi	488
20.6	Procedimenti giudiziari e arbitrali	489
20.7	Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente	500
20.8	Revisione delle informazioni finanziarie	500
CAPITOLO XXI – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI		501
21.1	Capitale sociale	501
21.1.1	<i>Capitale sociale sottoscritto e versato</i>	501
21.1.2	<i>Esistenza di quote non rappresentative del capitale, precisazione del loro numero e delle loro caratteristiche principali</i>	501
21.1.3	<i>Azioni proprie</i>	501
21.1.4	<i>Ammontare delle obbligazioni convertibili, scambiabili o con warrant, con indicazione delle modalità di conversione, scambio o sottoscrizione</i>	501
21.1.5	<i>Esistenza di diritti e/o obblighi di acquisto su capitale autorizzato, ma non emesso o di un impegno all'aumento del capitale</i>	501
21.1.6	<i>Esistenza di offerte in opzione aventi ad oggetto il capitale di eventuali membri del Gruppo</i>	501
21.1.7	<i>Evoluzione del capitale sociale negli ultimi tre esercizi sociali</i>	501
21.2	Atto costitutivo e statuto sociale	501
21.2.1	<i>Oggetto sociale e scopi dell'Emittente</i>	502
21.2.2	<i>Sintesi delle disposizioni dello statuto dell'Emittente riguardanti i membri del Consiglio di Amministrazione e i componenti del Collegio Sindacale</i>	503
21.2.3	<i>Diritti e privilegi connessi alle azioni</i>	506
21.2.4	<i>Disposizioni statutarie e normative relative alla modifica dei diritti degli azionisti</i>	506
21.2.5	<i>Previsioni normative e statutarie relative alle assemblee dell'Emittente</i>	507

21.2.6	<i>Previsioni statutarie che potrebbero avere l'effetto di ritardare, rinviare o impedire la modifica dell'assetto di controllo dell'Emittente</i>	508
21.2.7	<i>Obblighi di comunicazioni al pubblico delle partecipazioni rilevanti</i>	508
21.2.8	<i>Previsioni statutarie relative alla modifica del capitale</i>	509
CAPITOLO XXII – CONTRATTI RILEVANTI		510
22.1	Cessione di impianti di ECYR a Acciona	510
22.2	Contratto con Sharp e STMicroelectronics	510
22.3	Acquisizione di una quota di minoranza in Geronimo Wind Energy L.L.C.	511
22.4	Acquisizione di Padoma Wind Power	513
22.5	Accordi relativi allo sviluppo del progetto idroelettrico di Palo Viejo in Guatemala	514
22.6	Accordo con Gas Natural per lo scioglimento della <i>joint venture</i> Eufer	515
22.7	Accordi per l'acquisto di impianti idroelettrici ed eolici in Grecia	516
22.8	Accordi quadro per l'acquisto di turbine eoliche	517
CAPITOLO XXIII – INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI		518
23.1	Relazioni di esperti	518
23.2	Informazioni provenienti da terzi	518
CAPITOLO XXIV – DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO		519
CAPITOLO XXV – INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI		520
SEZIONE SECONDA		521
CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI		523
1.1	Responsabili del Prospetto Informativo	523
1.2	Dichiarazione di responsabilità	523
CAPITOLO II – FATTORI DI RISCHIO		524
CAPITOLO III – INFORMAZIONI FONDAMENTALI		525
3.1	Dichiarazione relativa al capitale circolante	525
3.2	Fondi propri e indebitamento	525
3.3	Interessi delle persone fisiche e giuridiche partecipanti all'Offerta Globale di Vendita	525
3.4	Motivazioni dell'Offerta e impiego dei proventi	525
CAPITOLO IV – INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE/DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE		527
4.1	Descrizione delle Azioni	527
4.2	Legislazione in base alla quale le Azioni sono state emesse	527
4.3	Caratteristiche delle Azioni	527
4.4	Valuta delle Azioni	527
4.5	Descrizione dei diritti connessi alle Azioni	527
4.6	Delibere, autorizzazioni e approvazioni in virtù delle quali le Azioni sono state o saranno emesse	528
4.7	Data di emissione e di messa a disposizione delle Azioni	528

4.8	Limitazioni alla libera circolazione delle Azioni	528
4.9	Indicazione dell'esistenza di eventuali norme in materia di obbligo di offerta al pubblico di acquisto e/o di offerta di acquisto residuali in relazione alle Azioni.....	528
4.10	Offerte pubbliche di acquisto effettuate sulle Azioni dell'Emittente nel corso dell'ultimo esercizio e nell'esercizio in corso.....	528
4.11	Regime fiscale.....	529
CAPITOLO V – CONDIZIONI DELL'OFFERTA.....		549
5.1	Condizioni, statistiche relative all'Offerta Globale di Vendita, calendario previsto e modalità di sottoscrizione dell'Offerta.....	549
5.2	Piano di ripartizione e di assegnazione	554
5.3	Fissazione del Prezzo di Offerta.....	563
5.4	Collocamento, sottoscrizione e vendita.....	566
5.5	L'Offerta Pubblica in Spagna	567
CAPITOLO VI – AMMISSIONE ALLA NEGOZIAZIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE		578
6.1	Mercati di quotazione.....	578
6.2	Altri mercati in cui le azioni o altri strumenti finanziari dell'Emittente sono negoziati	578
6.3	Altre operazioni.....	578
6.4	Intermediari nelle operazioni sul mercato secondario.....	578
6.5	Stabilizzazione	578
CAPITOLO VII – POSSESSORI DI STRUMENTI FINANZIARI CHE PROCEDONO ALLA VENDITA.....		579
7.1	Azionisti Venditori	579
7.2	Strumenti finanziari offerti in vendita	579
7.3	Accordi di <i>Lock-Up</i>	579
CAPITOLO VIII – SPESE LEGATE ALL'OFFERTA		581
8.1	Proventi netti totali e stima delle spese totali legate all'Offerta Globale	581
CAPITOLO IX – DILUIZIONE		582
9.1	Diluizione derivante dall'Offerta Globale di Vendita.....	582
CAPITOLO X – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI		583
10.1	Soggetti che partecipano all'operazione.....	583
10.2	Altre informazioni sottoposte a revisione	583
10.3	Pareri o relazioni redatte da esperti	583
10.4	Informazioni provenienti da terzi	583
DEFINIZIONI		585
GLOSSARIO		589
APPENDICI.....		595

NOTA DI SINTESI

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

La presente nota di sintesi (la “**Nota di Sintesi**”) è redatta in conformità a quanto previsto dall’art. 5, secondo comma, della Direttiva (CE) 71/2003 e dall’art. 24 del Regolamento (CE) 809/2004, e riporta sinteticamente i rischi e le caratteristiche essenziali connessi all’Emittente ed al Gruppo ad esso facente capo, nonché al settore di attività in cui l’Emittente ed il Gruppo operano.

SINTESI DELL’OFFERTA

L’Offerta Globale di Vendita finalizzata all’ammissione alle negoziazioni delle azioni sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. ha per oggetto massime n. 1.415.000.000 Azioni poste in vendita dall’Azionista Venditore.

Per la descrizione dell’Offerta Globale di Vendita si veda la Sezione Seconda, Capitolo V.

Intervallo di valorizzazione indicativa

Il Proponente, anche sulla base di analisi svolte dai Coordinatori dell’Offerta Globale di Vendita, al fine esclusivo di consentire la raccolta di manifestazioni di interesse da parte degli Investitori Istituzionali nell’ambito dell’Offerta Istituzionale, ha individuato, previa consultazione con i Coordinatori dell’Offerta Globale di Vendita, un intervallo di valorizzazione indicativa del capitale economico della Società compreso tra un minimo non vincolante di Euro 9.000 milioni ed un massimo vincolante di Euro 10.500 milioni, pari ad un minimo non vincolante di Euro 1,80 per Azione ed un massimo vincolante di Euro 2,10 per Azione, quest’ultimo pari al Prezzo Massimo.

Alla determinazione del suddetto intervallo di valorizzazione indicativa e del Prezzo Massimo si è pervenuti considerando i risultati, le prospettive di sviluppo dell’esercizio in corso e di quelli successivi della Società e del Gruppo di società ad essa facenti capo, tenendo conto delle condizioni di mercato ed applicando le metodologie di valutazione più comunemente riconosciute dalla dottrina e dalla pratica professionale a livello internazionale, nonché delle risultanze dell’attività di *premarketing* effettuata presso investitori professionali di elevato *standing* internazionale. In particolare, ai fini valutativi sono state considerate sia le risultanze derivanti dall’applicazione del metodo dei multipli di mercato, che prevede la comparazione della Società con alcune società quotate di riferimento, sulla base di indici e moltiplicatori di grandezze economico, finanziarie e patrimoniali significative e confrontabili, sia il metodo finanziario di valutazione dei flussi di cassa (cosiddetto *Discounted Cash Flow*) basato sulla attualizzazione dei flussi di cassa prospettici.

La seguente tabella rappresenta, a fini meramente indicativi, i moltiplicatori EV/EBITDA, P/E relativi alla Società calcolati sulla base dell’intervallo di valorizzazione indicativa, degli ultimi dati patrimoniali pubblicamente disponibili, nonché dei dati consolidati economici pro-forma relativi all’esercizio 2009.

Multiplo calcolato su	EV/EBITDA 2009	P/E 2009
Valore minimo dell’intervallo di valorizzazione indicativa	9,2 volte	19,9 volte
Valore massimo dell’intervallo di valorizzazione indicativa	10,3 volte	23,2 volte

Ai fini meramente indicativi, si riportano alcuni moltiplicatori relativi a società europee quotate che operano principalmente nell’ambito del settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Di seguito una descrizione sintetica dell'ambito operativo di suddette società, e della loro capitalizzazione alla data del 30 settembre 2010:

- Iberdrola Renovables (quotata in Spagna, BME – Bolsa Y Mercados Españoles di Madrid, Barcellona, Bilbao, Valencia, avente una capitalizzazione pari a Euro 10,3 miliardi): opera nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare eolica, ed è presente principalmente in Spagna e negli Stati Uniti. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 10,8 GW ed ha generato 21,5 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 26%¹;
- EDP Renovaveis (quotata in Portogallo, Euronext Lisbona, avente una capitalizzazione pari a Euro 3,6 miliardi): opera nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare eolica, ed è presente principalmente in Spagna, in Portogallo e negli Stati Uniti. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 5,5 GW ed ha generato 10,9 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 29%²;
- EDF Energies Nouvelles (quotata in Francia, Euronext Parigi, avente una capitalizzazione pari a Euro 2,2 miliardi): opera principalmente nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (in particolare eolico e solare), nello sviluppo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili per conto terzi e nella generazione distribuita, ed è presente in Europa e nel Nord America. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 2,3 GW ed ha generato 4,9 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 28%³;

	EV/EBITDA 2009	P/E 2009
Iberdrola Renovables	11,6 volte	27,7 volte
EDP Renovaveis	11,8 volte	31,7 volte
EDF Energies Nouvelles	16,8 volte	22,2 volte

Tali moltiplicatori sono stati elaborati in base a dati storici ed informazioni pubblicamente disponibili e sono riportati per ulteriore informazione ed illustrazione e a titolo puramente indicativo, senza alcuna pretesa di completezza. I dati si riferiscono a società selezionate dall'Emittente, in collaborazione con lo Sponsor, ritenute potenzialmente comparabili, utilizzando la capitalizzazione di mercato al 30 settembre 2010, gli ultimi dati patrimoniali pubblicamente disponibili, nonché i dati consolidati economici relativi all'esercizio 2009.

In particolare, le società selezionate possono essere considerate potenzialmente paragonabili all'Emittente in quanto le stesse sono attive nello stesso settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, peraltro operando in ambiti geografici, tecnologici e regolamentari parzialmente differenti; pertanto tali dati potrebbero risultare non rilevanti e non rappresentativi ove considerati in relazione alla specifica situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società o al contesto economico e normativo di riferimento. Non può infine escludersi che vi siano altre società che, con metodologie diverse da quelle adottate in buona fede nel Prospetto, potrebbero essere ritenute comparabili.

Si rappresenta altresì che i moltiplicatori sono stati redatti esclusivamente ai fini dell'inserimento nel Prospetto e potrebbero non essere i medesimi in operazioni diverse, seppur analoghe; la sussistenza di

¹ Fonte: Dati societari.

² Fonte: Dati societari.

³ Fonte: Dati societari. Il *load factor* è stato calcolato sulla media delle capacità installate a fine 2008 e fine 2009.

diverse condizioni di mercato, potrebbe condurre inoltre, in buona fede, ad analisi e valutazioni, in tutto o in parte, differenti da quelle rappresentate.

Tali dati non devono costituire il fondamento unico della decisione di investire nelle Azioni della Società e pertanto, al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento proposto, qualsiasi decisione deve basarsi sull'esame completo da parte dell'investitore del Prospetto nella sua interezza.

AVVERTENZE

L'offerta pubblica di vendita e quotazione di azioni ordinarie di Enel Green Power S.p.A. (“**Enel Green Power**”, la “**Società**” o l’“**Emittente**”), descritta nel presente prospetto informativo (“**Prospetto Informativo**”), presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in azioni.

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare le informazioni contenute nella Nota di Sintesi congiuntamente ai Fattori di Rischio ed alle restanti informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

In particolare si avverte espressamente che:

- A) la Nota di Sintesi deve essere letta come un'introduzione al Prospetto Informativo;
- B) qualsiasi decisione di investire nelle Azioni deve basarsi sull'esame da parte dell'investitore del Prospetto Informativo completo;
- C) qualora sia proposta un'azione dinanzi all'autorità giudiziaria in merito alle informazioni contenute nel Prospetto Informativo, l'investitore ricorrente potrebbe essere tenuto a sostenere le spese di traduzione del Prospetto Informativo prima dell'inizio del procedimento;
- D) la responsabilità civile incombe sulle persone che hanno redatto la Nota di Sintesi, compresa la sua eventuale traduzione, soltanto qualora la stessa Nota di Sintesi risulti fuorviante, imprecisa o incoerente se letta congiuntamente alle altre parti del Prospetto Informativo.

I termini riportati con lettera maiuscola sono definiti nell'apposita Sezione “Definizioni” del Prospetto Informativo. I rinvii a Sezioni, Capitoli e Paragrafi si riferiscono alle Sezioni, Capitoli e Paragrafi del Prospetto Informativo.

Si fa presente inoltre che la nota di sintesi non sarà oggetto di pubblicazione o di diffusione al pubblico separatamente dalle altre Sezioni in cui il Prospetto Informativo si articola.

A. FATTORI DI RISCHIO

L'operazione descritta nel Prospetto Informativo presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli azionari quotati. Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi all'Emittente, al Gruppo e al settore di attività in cui gli stessi operano, nonché quelli relativi agli strumenti finanziari offerti, descritti nell'apposita Sezione Fattori di Rischio riportata nel Capitolo IV del Prospetto Informativo, i cui titoli vengono di seguito riportati.

1. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE E AL GRUPPO

- 1.1 *Rischi connessi alla recente riorganizzazione del Gruppo e all'integrazione delle società di recente acquisizione*
- 1.2 *Rischi connessi alla ridotta disponibilità di informazioni finanziarie e alla presentazione dei dati pro-forma nel Prospetto*
- 1.3 *Rischi connessi alla costituzione di Enel Green Power, avvenuta mediante scissione da Enel Produzione S.p.A.*

- 1.4 *Rischi connessi all'appartenenza al gruppo facente capo ad ENEL e all'autonomia gestionale dell'Emittente*
 - 1.4.1 *Rischi connessi ai limiti derivanti dai finanziamenti in essere del Gruppo Enel*
 - 1.4.2 *Rischi connessi al rapporto di tesoreria accentrata e ai rapporti finanziari esistenti tra Enel e le società del Gruppo*
 - 1.4.3 *Rischi connessi ai rapporti con parti correlate*
 - 1.4.4 *Rischi connessi al contratto di licenza di alcuni marchi del Gruppo*
- 1.5 *Rischi connessi all'effettiva realizzazione del Piano Industriale*
- 1.6 *Rischi connessi al tasso di cambio*
- 1.7 *Rischi connessi al tasso di interesse*
- 1.8 *Rischi connessi ai rapporti con i partner strategici*
- 1.9 *Rischi connessi agli obblighi derivanti dai Power Purchase Agreements*
- 1.10 *Rischi connessi al contenzioso*
- 1.11 *Rischi connessi alle dichiarazioni di preminenza e alle informazioni sull'evoluzione del mercato di riferimento e sul posizionamento competitivo*

2. FATTORI DI RISCHIO CONNESSI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE E IL GRUPPO OPERANO

- 2.1 *Rischi connessi alla normativa e alla regolamentazione dei settori di attività in cui opera il Gruppo*
- 2.2 *Rischi connessi a modifiche delle politiche di incentivazione alla produzione di energie rinnovabili*
- 2.3 *Rischi connessi agli impianti idroelettrici e geotermici in esercizio in regime di concessione amministrativa*
- 2.4 *Rischi connessi al rilascio dei permessi, delle concessioni e delle autorizzazioni amministrative per lo sviluppo, la realizzazione e l'esercizio degli impianti*
- 2.5 *Rischi connessi a possibili variazioni del prezzo di vendita dell'energia elettrica*
- 2.6 *Rischi connessi alla classificazione della pipeline*
- 2.7 *Rischi connessi all'individuazione di siti idonei per lo sviluppo dei progetti del Gruppo*
- 2.8 *Rischi connessi ai costi per la realizzazione degli impianti*
- 2.9 *Rischi connessi all'elevato grado di competitività del settore della produzione di energia da fonti rinnovabili*
- 2.10 *Rischi connessi all'interruzione dell'operatività degli impianti*
- 2.11 *Rischi connessi alla dipendenza da linee e servizi di trasmissione operati da terze parti*
- 2.12 *Rischi connessi alle variazioni climatiche*
- 2.13 *Rischi connessi allo sfruttamento della risorsa geotermica*
- 2.14 *Rischi connessi all'instabilità politica, sociale ed economica dei Paesi in cui il Gruppo opera*

2.15 *Rischi connessi all'evoluzione tecnologica*

2.16 *Rischi connessi all'impatto degli impianti sull'ambiente circostante e sulla popolazione*

2.17 *Rischi connessi all'estensione dell'applicazione dell'ICI*

2.18 *Rischi connessi all'attuale congiuntura economica*

3. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALLA QUOTAZIONE ED AGLI STRUMENTI FINANZIARI OFFERTI

3.1 *Rischi relativi alla possibile liquidità e volatilità delle azioni della Società*

3.2 *Dati relativi all'Offerta Globale di Vendita e altre informazioni che saranno comunicate successivamente alla data di pubblicazione del Prospetto*

3.3 *Rischi connessi agli impegni temporanei all'inalienabilità delle azioni della società*

3.4 *Rischi connessi a potenziali conflitti di interesse*

B. L'EMITTENTE E IL GRUPPO, L'ATTIVITÀ E I PRODOTTI

Informazioni sull'Emittente

Emittente e soggetti che partecipano all'operazione

L'Emittente è una società per azioni di diritto italiano, con sede legale in Roma, Viale Regina Margherita n. 125, numero di telefono + 39.06.83051.

L'Emittente è iscritta nel Registro delle Imprese di Roma, n. 10236451000 – Repertorio Economico Amministrativo n. 1219253.

Alla Data del Prospetto, il capitale sociale sottoscritto e versato dell'Emittente è pari a Euro 1.000.000.000, suddiviso in n. 5.000.000.000 di Azioni con valore nominale pari a Euro 0,20.

Di seguito sono riportati i soggetti che partecipano all'operazione:

Soggetto	Ruolo
Enel Green Power S.p.A.	Emittente
Enel S.p.A.	Azionista Venditore
Mediobanca – Banca di Credito Finanziario S.p.A.	Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita, Responsabile del Collocamento e Sponsor
Banca IMI S.p.A.	Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita
Credit Suisse Securities (Europe) Limited	Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita
Goldman Sachs International	Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita
KPMG S.p.A.	Società di revisione dell'Emittente

Consiglio di amministrazione e principali dirigentiConsiglio di amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in carica alla Data del Prospetto, composto da 7 membri, è stato nominato dall'assemblea del 5 ottobre 2010 e rimarrà in carica fino all'approvazione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012. I componenti del Consiglio di Amministrazione sono indicati nella tabella che segue.

Nome e Cognome	Carica
Luigi Ferraris	Presidente
Francesco Starace	Amministratore Delegato e Direttore Generale
Carlo Angelici	Amministratore*
Andrea Brentan	Amministratore
Giovanni Battista Lombardo	Amministratore*
Carlo Tamburi	Amministratore
Luciana Tarozzi	Amministratore*

* Amministratore indipendente ai sensi dell'art. 148, comma terzo, del Testo Unico e del Codice di Autodisciplina.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1.1).

Principali dirigenti

La seguente tabella riporta le informazioni concernenti i principali dirigenti dell'Emittente alla Data del Prospetto.

Nome e cognome	Funzione
Alberto de Paoli	Responsabile Amministrazione Finanza e Controllo
Richard Paul Ingmar Wilhelm	Responsabile Business Development
Maurizio Bezzeccheri	Responsabile Area Iberia e America Latina
Roberto Deambrogio	Responsabile Area Italia e Europa
Toni Volpe	Responsabile Area Nord America

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1.2).

Collegio sindacale

Il collegio sindacale dell'Emittente in carica alla Data del Prospetto, composto da 5 membri, è stato nominato con atto costitutivo del 27 novembre 2008 e rimarrà in carica fino all'approvazione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010. I componenti del collegio sindacale sono indicati nella tabella che segue.

Nome e cognome	Carica
Leonardo Perrone	Presidente
Giuseppe Ascoli	Sindaco effettivo
Giuseppe Mariani	Sindaco effettivo
Giulio Monti	Sindaco supplente
Francesco Rocco	Sindaco supplente

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1.3).

Società di revisione

In data 23 dicembre 2008, l'assemblea ordinaria della Società ha deliberato di conferire, ai sensi dell'art. 165 del Testo Unico, alla società KPMG S.p.A., l'incarico di revisione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato della Società, nonché di revisione contabile limitata delle relazioni semestrali, delle verifiche

contabili periodiche su base trimestrale e della regolare tenuta della contabilità per gli esercizi 2008-2010. Con delibera del 10 giugno 2010, l'assemblea dei soci ha approvato, con decorrenza dall'inizio delle negoziazioni, l'adeguamento dell'incarico di revisione legale di KPMG S.p.A. alle disposizioni degli articoli 14 e 16 del D. Lgs. del 27 gennaio 2010, n. 39, mantenendo invariata la durata del medesimo. Inoltre, in data 28 luglio 2010, l'Emittente ha conferito alla Società di Revisione incarico di effettuare in via volontaria la revisione contabile completa (*full audit*) del bilancio consolidato semestrale abbreviato di Enel Green Power al 30 giugno 2010 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo II, Paragrafo 2.1 del Prospetto).

Dipendenti

Al 30 giugno 2010, il Gruppo impiegava complessivamente n. 2.907 dipendenti.

Azionariato

Secondo le risultanze del libro soci, nonché sulla base delle altre informazioni a disposizione della Società, alla Data del Prospetto il capitale sociale dell'Emittente è pari a Euro 1.000.000.000, costituito da n. 5.000.000.000 di Azioni, con valore nominale pari a Euro 0,20, ed è interamente detenuto da Enel S.p.A.

La tabella che segue illustra l'evoluzione della compagine sociale dell'Emittente in caso di integrale collocamento delle Azioni oggetto dell'Offerta.

AZIONISTI	NUMERO DIAZIONI ALLA DATA DEL PROSPETTO	% CAPITALE SOCIALE	SITUAZIONE POST OFFERTA GLOBALE DI VENDITA	% CAPITALE SOCIALE
Enel S.p.A.	5.000.000.000	100	3.585.000.000	71,7
Mercato	-	-	1.415.000.000	28,3
Totale	5.000.000.000	100	5.000.000.000	100

Assumendo l'integrale esercizio dell'Opzione *Greenshoe*, la compagine sociale di Enel Green Power risulterà così composta:

AZIONISTI	NUMERO DIAZIONI ALLA DATA DEL PROSPETTO	% CAPITALE SOCIALE	SITUAZIONE POST OFFERTA GLOBALE DI VENDITA	% CAPITALE SOCIALE
Enel S.p.A.	5.000.000.000	100	3.375.000.000	67,5
Mercato	-	-	1.625.000.000	32,5
Totale	5.000.000.000	100	5.000.000.000	100

Storia e sviluppo dell'Emittente

Enel Green Power S.p.A. è stata costituita in data 1° dicembre 2008 per effetto della scissione parziale da Enel Produzione S.p.A. del ramo di azienda "impianti di produzione di energia elettrica con utilizzo di fonti rinnovabili".

Benchè l'Emittente sia di recente costituzione, le origini delle attività del Gruppo risalgono al 1962, con la costituzione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, operante sin da allora nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Successivamente, in attuazione della strategia dell'Enel di realizzare un modello di sviluppo sostenibile, nel 1999 veniva costituita ERGA S.p.A., società per le Energie Rinnovabili Geotermiche Alternative interamente controllata da Enel, che ha effettuato rilevanti acquisizioni di società operanti negli Stati Uniti d'America, in Canada e in America Centrale e Meridionale e ha perseguito una politica di espansione nel settore fotovoltaico mediante la costituzione, nel 1999, di Enel.si.

Nel 2002, ERGA mutava la propria denominazione in Enel Green Power S.p.A., che nel 2005, nell'ambito della riorganizzazione della struttura del gruppo facente capo a Enel, è stata fusa per incorporazione in Enel Produzione. Dal 2005 il Gruppo Enel continua a sviluppare la propria produzione di energia da fonti rinnovabili, a realizzare importanti acquisizioni, consolidare la propria presenza nel settore dell'energia da fonti rinnovabili in Nord America, in America Centrale e America Latina.

Nel corso del 2008, Enel – nell'ambito della propria politica volta a perseguire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e il miglioramento della qualità dell'ambiente – ha ritenuto di preminente interesse la valorizzazione del settore delle energie rinnovabili e ha pertanto attribuito al medesimo un ruolo autonomo nell'ambito del Gruppo Enel, anche in relazione al profilo societario.

A tal fine, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato la costituzione di Enel Green Power, quale struttura organizzativa e societaria che raggruppi e alla quale facciano capo tutte le attività della Divisione Energie Rinnovabili, avvenuta in data 1° dicembre 2008, per effetto della scissione parziale di Enel Produzione. Il processo di riorganizzazione delle energie rinnovabili del Gruppo Enel è proseguito, tra l'altro, con il trasferimento a Enel Green Power, a far data dal 1° gennaio 2009, delle partecipazioni detenute direttamente e indirettamente da Enel S.p.A. in Enel.si, in Enel Green Power International B.V., *sub-holding* che deteneva le partecipazioni in società estere facenti parte del Gruppo Enel operanti nel settore delle fonti rinnovabili, e, a far data dal 30 ottobre 2009, in Enel Erelis S.a.s.

Nel marzo del 2010 è stata effettuata la riorganizzazione delle attività di generazione da fonti rinnovabili facenti capo a Enel ed Endesa mediante l'acquisizione da parte di Enel Green Power del 30% di Endesa Cogeneración y Renovables S.L. (“Ecyr”, oggi Enel Green Power España, S.L., “**Enel Green Power España**”) e la sottoscrizione da parte di Enel Green Power di un aumento di capitale alla stessa riservato. A seguito dell'operazione, l'Emittente detiene il 60% del capitale di Ecyr, attraverso la controllata Enel Green Power International B.V.

(Cfr. Sezione I, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto)

Attività

Enel Green Power è uno dei principali operatori a livello mondiale nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica, eolica, geotermica, solare e da altre fonti.

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo opera in 16 Paesi, con n. 618 impianti operativi, di una capacità installata netta complessiva di 5.761 MW e, nel primo semestre 2010, la produzione netta di energia è stata pari a complessivi 10,8 TWh (20,9 TWh nell'esercizio 2009⁴). Alla stessa data, il Gruppo impiegava 2.907 dipendenti di cui 1.762 in Italia e 1.145 all'estero.

Alla Data del Prospetto, il Gruppo opera attraverso le seguenti *business unit*:

- **Italia ed Europa:** in Italia, Grecia, Francia, Bulgaria e Romania.
- **Nord America:** negli Stati Uniti e in Canada.
- **Iberia e America Latina:** in Spagna, Portogallo, Messico, Panama, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Brasile e Cile.

⁴ Tale dato è stato elaborato su base pro-forma per tener conto dell'acquisizione di Ecyr come se la stessa fosse avvenuta il 1° gennaio 2009 (Cfr. Sezione I, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto e Capitolo XX, Paragrafo 20.3 del Prospetto).

- **Enel.si:** il Gruppo è inoltre attivo, tramite la società interamente controllata Enel.si, nell'offerta di prodotti, servizi pre/post vendita e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia (fotovoltaico, mini-eolico, solare termico, pompe geotermiche e altro) e per il risparmio e l'efficienza energetica negli usi finali, attraverso una rete di negozi in *franchising*.

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo nei vari Paesi e nella varie tecnologie nelle quali opera, il Gruppo dispone di una *pipeline* di 29.865 MW e di un portafoglio di progetti *in execution* di 1.085 MW (1.222 MW includendo i progetti eolici *in execution* in Portogallo del consorzio ENEOP 2, partecipato al 30% da Enel Green Power España) alla data del 30 giugno 2010, suddivisi in progetti *ready to build* (525 MW; 610 MW includendo ENEOP 2) e *under construction* (560 MW; 612 MW includendo ENEOP 2).

A giudizio del Gruppo, i fattori chiave che caratterizzano l'attività del Gruppo sono:

- Presenza in 4 tecnologie di grande scala
- Diversificazione geografica
- Elevato *load factor* medio degli impianti
- Disponibilità di conoscenze tecnologiche di primo livello
- Consolidata presenza nel settore della geotermia
- Costituzione in corso di una piattaforma integrata nel settore solare
- Efficace modello di sviluppo
- Struttura organizzativa orientata per processi
- *Capital allocation* centralizzata e flessibile
- Appartenenza al Gruppo Enel.

(Cfr. Sezione I, Capitolo VI, paragrafo 6.1 del Prospetto).

C. INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE

Sono di seguito riportate alcune informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie del Gruppo, consolidate per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e aggregate per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008. Tali informazioni sono state estratte senza effettuare alcuna rettifica, salvo ove diversamente indicato:

- dal Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 28 luglio 2010 e assoggettata a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione senza rilievi in data 4 agosto 2010;
- dal Bilancio Consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010 e assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010; e
- dal Bilancio Aggregato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010 e assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010.

Il presente paragrafo include inoltre:

- alcune informazioni economiche estratte dal prospetto di conto economico consolidato pro-forma del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, predisposto al fine di simulare i principali effetti sulla situazione economica consolidata dell'Emittente (i) dell'acquisizione del 60% del capitale sociale di Ecyr (oggi Enel Green Power España) e (ii) della ripatrimonializzazione dell'Emittente (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.3 del Prospetto);
- taluni indicatori di *performance* finanziari del Gruppo.

Le informazioni finanziarie e non finanziarie di seguito riportate devono essere lette congiuntamente ai Capitoli V, IX, X e XX della Sezione Prima del Prospetto Informativo.

Nella seguente tabella sono rappresentati i principali dati economici consolidati del Gruppo per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e aggregati per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, nonché i principali dati economici consolidati pro-forma del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009	2009	2009	2008
		<i>unaudited</i>	<i>pro-forma</i>		
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity					
<i>Italia ed Europa</i>	629	646	1.221	1.221	1.144
<i>Nord America</i>	85	73	144	144	106
<i>Iberia e America Latina</i>	243	182	566	352	373
<i>Enel.Si</i>	82	39	178	178	153
	1.039	940	2.109	1.895	1.776
EBITDA ⁽¹⁾	651	651	1.331	1.207	1.141
Utile operativo	415	450	822	791	723
Oneri finanziari	(71)	(91)	(150)	(161)	(275)
Imposte	104	133	235	219	(339)
Utile netto del periodo (Gruppo e terzi)	263	239	491	439	834
Quota di pertinenza di Gruppo	253	223	453	418	810
Utile per azione: base e diluito (in Euro)	0,08 ⁽²⁾	0,07 ⁽²⁾	0,09 ⁽³⁾	0,14 ⁽⁴⁾	0,27 ⁽⁴⁾

(1) Si segnala che l'EBITDA non è identificato come misura contabile nell'ambito degli IFRS. Per maggiori dettagli si rimanda alla sezione "Indicatori finanziari alternativi di performance" del presente Paragrafo.

(2) Per quanto concerne la determinazione dell'utile per azione, si veda la Sezione Prima Capitolo XX Paragrafo 20.2.1.27.

(3) Per quanto concerne la determinazione dell'utile per azione, pro forma si veda la Sezione Prima Capitolo XX Paragrafo 20.3.

(4) L'utile per azione per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008, è stato rideterminato rispetto a quello risultante dai relativi bilanci. In particolare, il presente utile per azione è stato calcolato tenendo conto degli effetti della delibera dell'assemblea con la quale è stato, tra l'altro, rideterminato il numero di azioni. Nello specifico, l'assemblea in oggetto ha aumentato il capitale sociale da Euro 600 milioni a Euro 1.000 milioni e ha contestualmente rideterminato il numero delle azioni sulla base di un valore nominale pari a Euro 0,2 per azione. Ai fini del calcolo del presente utile per azione è stato tenuto conto unicamente della rideterminazione del numero delle azioni a seguito della definizione del valore nominale come precedentemente indicato; pertanto il numero di azioni considerato per il calcolo in oggetto è pari a 3.000.000.000, che riflette unicamente il nuovo numero di azioni a seguito della suddetta modifica del valore nominale (Euro 600 milioni/Euro 0,20=3.000.000.000). Nella seguente tabella, sono rappresentati i principali dati patrimoniali consolidati del Gruppo al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e aggregati del Gruppo al 31 dicembre 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 Giugno		Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2009	2008
Attività non correnti	11.052	8.442	7.862	
Attività correnti	1.358	1.052	850	
Attività destinate alla vendita	70	-	-	
Totale attività	12.480	9.494	8.712	
Patrimonio netto del Gruppo	6.532	2.384	2.014	
Patrimonio netto di terzi	692	180	182	
Totale patrimonio netto	7.224	2.564	2.196	
Passività non correnti	2.025	1.512	1.220	
Passività correnti	3.183	5.418	5.296	
Passività destinate alla vendita	48	-	-	
Totale passività	5.256	6.930	6.516	
Totale patrimonio netto e passività	12.480	9.494	8.712	

Nella seguente tabella sono rappresentati i dati di sintesi del rendiconto finanziario consolidato del Gruppo per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e aggregati del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre	
	2010	2009 <i>unaudited</i>	2009	2008
Flusso di cassa generato da attività operativa	261	319	897	353
Flusso di cassa assorbito da attività di investimento	(1.242)	(292)	(852)	(998)
Flusso di cassa generato/(assorbito) da attività di finanziamento	1.037	(65)	(60)	645
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti a chiusura di periodo	211	125	144	163

Indicatori finanziari alternativi di performance

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009 <i>unaudited</i>	2009 <i>pro-forma</i>	2009	2008
EBITDA (a)					
<i>Italia ed Europa</i>	469	488	898	898	838
<i>Nord America</i>	49	48	90	90	64
<i>Iberia e America Latina</i>	132	125	336	212	233
<i>Enel.Si</i>	1	(10)	7	7	6
	651	651	1.331	1.207	1.141
Investimenti al lordo di contributi (b)	339	n.a.	878	744	899

(Milioni di Euro)	Al 30 Giugno	Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2008
Indebitamento finanziario netto (c)	3.093	5.362	5.340
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(98)	(17)	(14)
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power (c)	2.995	5.345	5.326

- (a) L'EBITDA è definito dal Gruppo come utile del periodo al lordo degli ammortamenti e perdite di valore, dei proventi e oneri finanziari, della quota proventi/ (oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e delle imposte. Poiché l'EBITDA non è identificato come misura contabile nell'ambito degli IFRS, la determinazione quantitativa dello stesso potrebbe non essere univoca. L'EBITDA è una misura utilizzata dal *management* del Gruppo per monitorare e valutare l'andamento operativo della stessa. Il *management* ritiene che l'EBITDA sia un importante parametro per la misurazione della *performance* operativa del Gruppo in quanto non influenzato dagli effetti dei diversi criteri di determinazione degli imponibili fiscali, dall'ammontare e dalle caratteristiche del capitale impiegato nonché dalle politiche di ammortamento. I criteri di determinazione dell'EBITDA applicati dal Gruppo potrebbero non essere omogenei con quelli adottati da altri gruppi e, pertanto, il suo valore potrebbe non essere comparabile con quello determinato da questi ultimi.
- (b) Gli investimenti includono immobili, impianti e macchinari e attività immateriali al lordo di eventuali contributi in conto impianto.
- (c) Per le modalità di determinazione dell'Indebitamento finanziario netto e dell'Indebitamento finanziario netto Enel Green Power si veda Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1 del Prospetto.

D. CARATTERISTICHE DELL'OFFERTA

Caratteristiche e ammontare totale dell'Offerta Globale di Vendita

L'Offerta Globale di Vendita, finalizzata all'ammissione alle negoziazioni delle azioni sul MTA, ha per oggetto massime n. 1.415.000.000 Azioni poste in vendita dall'Azionista Venditore.

L'Offerta Globale di Vendita consiste in:

- un'Offerta Pubblica in Italia di un ammontare minimo di n. 176.875.000 Azioni, pari al 12,5% dell'Offerta Globale di Vendita, rivolta al pubblico indistinto in Italia, agli Azionisti Enel e ai Dipendenti Enel Residenti In Italia. Non possono aderire all'Offerta Pubblica gli Investitori Istituzionali, i quali potranno aderire esclusivamente all'Offerta Istituzionale di cui al punto successivo; e
- un'Offerta Pubblica in Spagna di un ammontare minimo di n. 35.375.000 Azioni, pari al 2,5% dell'Offerta Globale di Vendita, rivolta al pubblico indistinto in Spagna e ai Dipendenti Enel Residenti in Spagna. Non possono aderire all'Offerta Pubblica gli Investitori Istituzionali, i quali potranno aderire esclusivamente all'Offerta Istituzionale di cui al punto successivo; e
- un'Offerta Istituzionale di massime n. 1.202.750.000 Azioni, pari al 85% dell'Offerta Globale di Vendita, rivolta ad Investitori Istituzionali in Italia ed all'estero ai sensi del *Regulation S* del *Securities Act*, e negli Stati Uniti d'America, limitatamente ai QIBs ai sensi della *Rule 144A* del *Securities Act*. I soggetti residenti nei Paesi esteri al di fuori dell'Italia, ad in particolare quelli residenti in Australia, Giappone e Canada non potranno partecipare all'Offerta Globale di Vendita, salvo che nei limiti consentiti dalle leggi e dai regolamenti del Paese rilevante.

L'Offerta Pubblica consiste in:

- un'offerta riservata al pubblico indistinto (l'"Offerta al Pubblico Indistinto"). Delle Azioni effettivamente assegnate al pubblico indistinto, una quota non superiore al 20% sarà destinata al soddisfacimento delle adesioni pervenute dal pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli (per ulteriori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.1.6 del Prospetto Informativo).
- un'offerta riservata agli Azionisti Enel (l'"Offerta agli Azionisti Enel") non superiore a 50% dell'Offerta Pubblica. Delle Azioni effettivamente assegnate agli Azionisti Enel, una quota non superiore

al 20% sarà destinata al soddisfacimento delle adesioni pervenute dagli Azionisti Enel per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli (per ulteriori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.1.6 del Prospetto Informativo)

- un'offerta riservata ai Dipendenti Enel Residenti in Italia (l'“**Offerta ai Dipendenti Enel**”) di massimo n. 38.071 Lotti Minimi.

L'Offerta Pubblica avrà inizio alle ore 9:00 del 18 ottobre 2010 e terminerà alle ore 16:30 del giorno 29 ottobre 2010.

L'Offerta Pubblica in Spagna avrà inizio alle ore 9:00 del 18 ottobre 2010 e terminerà alle ore 16:30 del giorno 29 ottobre 2010.

L'Offerta Istituzionale avrà inizio il giorno 18 ottobre 2010 e terminerà il giorno 29 ottobre 2010.

Si rende noto che il calendario dell'operazione è indicativo e potrebbe subire modifiche al verificarsi di eventi e circostanze indipendenti dalla volontà di Enel Green Power, ivi inclusi particolari condizioni di volatilità dei mercati finanziari, che potrebbero pregiudicare il buon esito dell'Offerta Globale di Vendita. Eventuali modifiche del Periodo di Offerta saranno comunicate al pubblico con apposito avviso da pubblicarsi con le stesse modalità di diffusione del Prospetto Informativo. Resta comunque inteso che l'inizio dell'Offerta Globale di Vendita avverrà entro e non oltre un mese dalla data di rilascio del provvedimento di autorizzazione alla pubblicazione del Prospetto Informativo da parte di Consob.

L'Offerta Globale di Vendita è coordinata e diretta da Mediobanca, Credit Suisse, Banca IMI e Goldman Sachs in qualità di Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita.

Il pagamento delle Azioni assegnate dovrà essere effettuato il 4 novembre 2010 (la “**Data di Pagamento**”) presso il Collocatore che ha ricevuto l'adesione, senza aggravio di commissioni o spese a carico dell'aderente.

Contestualmente al pagamento del prezzo, le Azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica verranno messe a disposizione degli aventi diritto, in forma dematerializzata, mediante contabilizzazione sui conti di deposito intrattenuti dai Collocatori presso Monte Titoli.

Informazioni circa la sospensione dell'Offerta Pubblica o revoca dell'Offerta Pubblica e/o dell'Offerta Istituzionale

Qualora tra la data di pubblicazione del Prospetto Informativo ed il giorno antecedente l'inizio dell'Offerta Pubblica dovessero verificarsi circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale quali, tra l'altro, gravi mutamenti negativi nella situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato a livello nazionale o internazionale o eventi negativi riguardanti la situazione finanziaria, patrimoniale o reddituale dell'Emittente e/o delle sue controllate o comunque accadimenti di rilievo relativi al Gruppo che siano tali da pregiudicare il buon esito o rendere sconsigliabile l'effettuazione dell'Offerta Globale di Vendita, ovvero qualora non si dovesse addivenire alla stipula del contratto di collocamento e garanzia relativo all'Offerta Pubblica di cui al Paragrafo 5.4 del Capitolo V del Prospetto Informativo, il Proponente, sentiti i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, potrà decidere di non dare inizio all'Offerta Pubblica e la stessa dovrà ritenersi annullata. Di tale decisione sarà data tempestiva comunicazione a Consob ed al pubblico mediante avviso su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale e sul sito *Internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.com non oltre il giorno previsto per l'inizio del Periodo di Offerta.

Il Proponente, sentiti i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, si riserva altresì la facoltà di ritirare, in tutto o in parte, l'Offerta Pubblica e/o l'Offerta Istituzionale, previa tempestiva comunicazione a Consob ed al pubblico con avviso pubblicato su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale e sul sito *Internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.com entro la Data di Pagamento (come definita nella Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.1.8 del Prospetto Informativo) qualora (i) al termine del Periodo di Offerta le adesioni pervenute risultassero inferiori al quantitativo offerto nell'ambito della stessa, (ii) l'Offerta Istituzionale venisse meno, in tutto o in parte, per mancata assunzione, in tutto o in parte, o per cessazione di efficacia dell'impegno di garanzia relativo alle Azioni oggetto dell'Offerta Istituzionale, ovvero (iii) nel caso venisse meno, in tutto o in parte, l'impegno di garanzia previsto nel contratto di collocamento e garanzia per l'Offerta Pubblica.

L'Offerta Pubblica sarà comunque ritirata qualora Borsa Italiana non deliberi l'inizio delle negoziazioni e/o revochi il provvedimento di ammissione a quotazione ai sensi dell'articolo 2.4.3, comma 7, del Regolamento di Borsa entro la Data di Pagamento, previa comunicazione alla Consob e successivamente al pubblico mediante avviso pubblicato su un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale.

Risultati dell'Offerta Pubblica e dell'Offerta Globale di Vendita

Il Responsabile del Collocamento comunicherà entro i cinque giorni lavorativi successivi alla chiusura dell'Offerta Pubblica i risultati della stessa ed i risultati riepilogativi dell'Offerta Globale di Vendita mediante apposito avviso su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale e sul sito *Internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.com. Copia di tale avviso verrà contestualmente trasmessa a Consob e a Borsa Italiana, ai sensi dell'art. 13, comma 2 del Regolamento Emittenti.

Entro due mesi dalla pubblicazione del suddetto avviso, il Responsabile del Collocamento comunicherà a Consob, ai sensi dell'art. 13, comma 3 del Regolamento Emittenti, gli esiti delle verifiche sulla regolarità delle operazioni di collocamento e dell'eventuale riparto, nonché i risultati riepilogativi dell'Offerta Globale di Vendita.

Over Allotment e Opzione Greenshoe

È prevista la concessione da parte di ENEL ai Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita di un'opzione di chiedere in prestito ulteriori Azioni, corrispondenti ad una quota pari a circa il 15% del numero di Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita ai fini di una *Over Allotment* nell'ambito dell'Offerta Istituzionale. In caso di *Over Allotment*, i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita potrà esercitare tale opzione, in tutto o in parte, e collocare le Azioni così prese a prestito presso gli Investitori Istituzionali.

È inoltre prevista la concessione, da parte di ENEL ai Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, di un'opzione per l'acquisto, al Prezzo d'Offerta, (l'**Opzione Greenshoe**) di Azioni corrispondenti ad una quota pari a circa il 15% del numero di Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita, da allocare presso i destinatari dell'Offerta Istituzionale, in caso di *Over Allotment*, con le modalità indicate al precedente capoverso.

Le opzioni sopra menzionate potranno essere esercitate, in tutto o in parte, entro i 30 giorni successivi alla data di inizio delle negoziazioni delle azioni dell'Emittente sul MTA.

Prezzo di Offerta

La determinazione del Prezzo di Offerta delle Azioni avverrà al termine dell'Offerta Globale di Vendita.

Detta determinazione dovrà tenere conto tra l'altro: (i) delle condizioni del mercato mobiliare domestico ed internazionale; (ii) della quantità e qualità delle manifestazioni di interesse ricevute dagli Investitori Istituzionali; (iii) della quantità della domanda ricevuta nell'ambito dell'Offerta Pubblica.

Intervallo di prezzo

Il Proponente, anche sulla base di analisi svolte dai Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, al fine esclusivo di consentire la raccolta di manifestazioni di interesse da parte degli Investitori Istituzionali nell'ambito dell'Offerta Istituzionale, ha individuato, previa consultazione con il Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita, un intervallo di valorizzazione indicativa del capitale economico della Società compreso tra un minimo non vincolante di Euro 9.000 milioni ed un massimo vincolante di Euro 10.500 milioni, pari ad un minimo non vincolante di Euro 1,80 per Azione ed un massimo vincolante di Euro 2,10 per Azione, quest'ultimo pari al Prezzo Massimo.

Alla determinazione del suddetto intervallo di valorizzazione indicativa e del Prezzo Massimo si è pervenuti considerando i risultati, le prospettive di sviluppo dell'esercizio in corso e di quelli successivi della Società e del Gruppo di società ad essa facenti capo, tenendo conto delle condizioni di mercato ed applicando le metodologie di valutazione più comunemente riconosciute dalla dottrina e dalla pratica professionale a livello internazionale, nonché delle risultanze dell'attività di *premarketing* effettuata presso investitori professionali di elevato *standing* internazionale. In particolare, ai fini valutativi sono state considerate sia le risultanze derivanti dall'applicazione del metodo dei multipli di mercato, che prevede la comparazione della Società con alcune società quotate di riferimento, sulla base di indici e moltiplicatori di grandezze economico, finanziarie e patrimoniali significative e confrontabili, sia il metodo finanziario di valutazione dei flussi di cassa (cosiddetto *Discounted Cash Flow*) basato sulla attualizzazione dei flussi di cassa prospettici.

La seguente tabella rappresenta, a fini meramente indicativi, i moltiplicatori EV/EBITDA, P/E relativi alla Società calcolati sulla base dell'intervallo di valorizzazione indicativa, degli ultimi dati patrimoniali pubblicamente disponibili, nonché dei dati consolidati economici pro-forma relativi all'esercizio 2009.

Multiplo calcolato su	EV/EBITDA 2009	P/E 2009
Valore minimo dell'intervallo di valorizzazione indicativa	9,2 volte	19,9 volte
Valore massimo dell'intervallo di valorizzazione indicativa	10,3 volte	23,2 volte

Ai fini meramente indicativi, si riportano alcuni moltiplicatori relativi a società europee quotate che operano principalmente nell'ambito del settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Di seguito una descrizione sintetica dell'ambito operativo di suddette società, e della loro capitalizzazione alla data del 30 settembre 2010:

- Iberdrola Renovables (quotata in Spagna, BME – Bolsa Y Mercados Españoles di Madrid, Barcellona, Bilbao, Valencia, avente una capitalizzazione pari a Euro 10,3 miliardi): opera nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare eolica, ed è presente principalmente in Spagna e negli Stati Uniti. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 10,8 GW ed ha generato 21,5 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 26%⁵;
- EDP Renovaveis (quotata in Portogallo, Euronext Lisbona, avente una capitalizzazione pari a Euro 3,6 miliardi): opera nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare

⁵ Fonte: Dati societari.

eolica, ed è presente principalmente in Spagna, in Portogallo e negli Stati Uniti. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 5,5 GW ed ha generato 10,9 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 29%⁶;

- EDF Energies Nouvelles (quotata in Francia, Euronext Parigi, avente una capitalizzazione pari a Euro 2,2 miliardi): opera principalmente nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (in particolare eolico e solare), nello sviluppo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili per conto terzi e nella generazione distribuita, ed è presente in Europa e nel Nord America. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 2,3 GW ed ha generato 4,9 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 28%⁷;

	EV/EBITDA 2009	P/E 2009
Iberdrola Renovables	11,6 volte	27,7 volte
EDP Renovaveis	11,8 volte	31,7 volte
EDF Energies Nouvelles	16,8 volte	22,2 volte

Tali moltiplicatori sono stati elaborati in base a dati storici ed informazioni pubblicamente disponibili e sono riportati per ulteriore informazione ed illustrazione e a titolo puramente indicativo, senza alcuna pretesa di completezza. I dati si riferiscono a società selezionate dall'Emittente, in collaborazione con lo Sponsor, ritenute potenzialmente comparabili, utilizzando la capitalizzazione di mercato al 30 settembre 2010, gli ultimi dati patrimoniali pubblicamente disponibili, nonché i dati consolidati economici relativi all'esercizio 2009.

In particolare, le società selezionate possono essere considerate potenzialmente paragonabili all'Emittente in quanto le stesse sono attive nello stesso settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, peraltro operando in ambiti geografici, tecnologici e regolamentari parzialmente differenti; pertanto tali dati potrebbero risultare non rilevanti e non rappresentativi ove considerati in relazione alla specifica situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società o al contesto economico e normativo di riferimento. Non può infine escludersi che vi siano altre società che, con metodologie diverse da quelle adottate in buona fede nel Prospetto, potrebbero essere ritenute comparabili.

Si rappresenta altresì che i moltiplicatori sono stati redatti esclusivamente ai fini dell'inserimento nel Prospetto e potrebbero non essere i medesimi in operazioni diverse, seppur analoghe; la sussistenza di diverse condizioni di mercato, potrebbe condurre inoltre, in buona fede, ad analisi e valutazioni, in tutto o in parte, differenti da quelle rappresentate.

Tali dati non devono costituire il fondamento unico della decisione di investire nelle Azioni della Società e pertanto, al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento proposto, qualsiasi decisione deve basarsi sull'esame completo da parte dell'investitore del Prospetto nella sua interezza.

Il Prezzo Massimo delle Azioni è pari ad Euro 2,10 per Azione e coincide con il valore massimo dell'intervallo di valorizzazione indicativa.

Il controvalore del Lotto Minimo e del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato, calcolati sulla base del Prezzo Massimo, ammontano rispettivamente ad Euro 4.200 ed Euro 42.000.

⁶ Fonte: Dati societari.

⁷ Fonte: Dati societari. Il *load factor* è stato calcolato sulla media delle capacità installate a fine 2008 e fine 2009.

La capitalizzazione dell'Emittente sulla base del Prezzo Massimo ammonta ad Euro 10.500 milioni; la capitalizzazione dell'Emittente sulla base del valore minimo dell'intervallo di valorizzazione sopra individuato ammonta ad Euro 9.000 milioni.

La stima del ricavato complessivo derivante dall'Offerta Globale di Vendita, riferita al Prezzo Massimo, e al netto delle commissioni massime riconosciute al Consorzio per l'Offerta Pubblica e al Consorzio per l'Offerta Istituzionale, è pari ad Euro 2.917 milioni.

La determinazione del Prezzo di Offerta delle Azioni avverrà secondo il meccanismo dell'*open price*.

Il Prezzo di Offerta, che non potrà essere superiore al Prezzo Massimo, sarà determinato dal Proponente, sentiti i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita al termine del Periodo di Offerta tenendo conto, tra l'altro, delle condizioni del mercato mobiliare domestico ed internazionale, della quantità e qualità delle manifestazioni di interesse ricevute dagli Investitori Istituzionali e della quantità della domanda ricevuta nell'ambito dell'Offerta Pubblica.

Il Prezzo di Offerta sarà il medesimo sia per l'Offerta Pubblica sia per l'Offerta Istituzionale.

Nessun onere o spesa aggiuntiva è prevista a carico degli aderenti all'Offerta Pubblica. Qualora l'aderente non intrattenga alcun rapporto di clientela con il Collocatore presso il quale viene presentata la richiesta di adesione, potrebbe essergli richiesta l'apertura di un conto corrente ovvero il versamento di un deposito temporaneo infruttifero di importo pari al controvalore delle Azioni richieste calcolato sulla base del Prezzo Massimo. Tale versamento verrà restituito all'aderente, senza aggravio di commissioni o spese, qualora la richiesta di adesione presentata dallo stesso non venisse soddisfatta.

Comunicazione del Prezzo di Offerta

Il Prezzo di Offerta sarà reso noto mediante pubblicazione di apposito avviso integrativo su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale e sul sito *Internet* della Società www.enelgreenpower.com entro due giorni lavorativi dal termine del Periodo di Offerta e trasmesso contestualmente alla Consob. L'avviso con cui verrà reso noto il Prezzo di Offerta conterrà, inoltre, il controvalore del Lotto Minimo e del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato, i dati relativi alla capitalizzazione della Società calcolati sulla base del Prezzo di Offerta e ai moltiplicatori di prezzo dell'Emittente calcolati sulla base del Prezzo di Offerta, nonché il ricavato complessivo derivante dall'Offerta Globale di Vendita, riferito al Prezzo di Offerta e al netto delle commissioni riconosciute al Consorzio per l'Offerta Pubblica e al Consorzio per l'Offerta Istituzionale.

Offerta Pubblica in Spagna

L'Offerta Pubblica in Spagna inizierà alle ore 9:00 del 18 ottobre 2010 e terminerà alle ore 16:30 del giorno 29 ottobre 2010.

Le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna saranno irrevocabili, senza possibilità di riduzione dell'importo. Le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna dovranno essere presentate soltanto ai Collocatori dell'Offerta Pubblica in Spagna, nel rispetto delle regole di cui al paragrafo 5.5.1 della Sezione Seconda del Prospetto Informativo.

L'importo minimo per il quale è possibile formulare le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna è di Euro 2.000 e l'importo massimo di Euro 60.000.

I Collocatori dell'Offerta Pubblica in Spagna addebiteranno sul conto degli investitori gli importi relativi alle azioni infine assegnate a ognuno di essi nella data di liquidazione dell'Offerta Pubblica in Spagna (3 novembre 2010), e ciò indipendentemente dall'anticipo di fondi eventualmente richiesto. Le azioni assegnate

nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Spagna saranno a disposizione degli investitori che ne risultino assegnatari il 4 novembre mattina.

All'Offerta Pubblica in Spagna saranno inizialmente destinate un minimo di 35.375.000 azioni, pari al 2,5% del totale delle azioni oggetto dell'Offerta (esclusa la greenshoe option). In ogni caso, l'aumento della dimensione dell'Offerta Pubblica in Spagna implicherà il consenso di BBVA. L'importo definitivo dell'Offerta Pubblica in Spagna verrà deciso non oltre il 30 ottobre 2010, precedentemente alla realizzazione della ripartizione proporzionale che dovrà avvenire non oltre le ore 24:00 del 3 novembre 2010. Qualora le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna superino il volume di azioni infine assegnate all'Offerta Pubblica in Spagna, si effettuerà la relativa ripartizione proporzionale fra le domande di acquisto, nel rispetto delle regole di cui al paragrafo 5.5.4 della Sezione Seconda del Prospetto Informativo.

La revoca dell'Offerta Pubblica in Italia determinerà l'automatica revoca dell'Offerta Pubblica in Spagna. La mancata quotazione delle Azioni presso i mercati regolamentati spagnoli non comporterà la revoca dell'Offerta Pubblica in Spagna, stante la negoziabilità dei titoli in Italia.

Mediobanca e BBVA sono *Lead Manager* e *Bookrunner* dell'Offerta Pubblica in Spagna. Mediobanca funge inoltre da Istituto di Garanzia non collocatore e BBVA, Caja Madrid e la Caixa svolgono il ruolo di Istituti di Garanzia e Collocatori.

E. DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Per la durata di validità del Prospetto, le copie dei seguenti documenti possono essere consultate presso la sede dell'Emittente in orari d'ufficio e durante i giorni lavorativi (Roma, Viale Regina Margherita n. 125) e presso la sede legale di Borsa Italiana (Milano, P.zza degli Affari n. 6) nonché sul sito Internet www.enelgreenpower.com:

- (a) Atto costitutivo e statuto di Enel Green Power S.p.A.;
- (b) Regolamento dei lavori assembleari adottato dall'assemblea di Enel Green Power in data 10 giugno 2010;
- (c) Bilancio consolidato semestrale abbreviato di Enel Green Power al 30 giugno 2010 corredato dalla relazione della Società di Revisione;
- (d) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione;
- (e) Conto economico consolidato pro-forma del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 corredato dalla relazione della Società di Revisione;
- (f) Bilancio d'esercizio e aggregato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, corredati dalla relazione della Società di Revisione.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

SEZIONE PRIMA

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI

1.1 Responsabili del Prospetto Informativo

I seguenti soggetti assumono la responsabilità per le parti di rispettiva competenza e, limitatamente ad esse, della completezza e veridicità dei dati e delle notizie contenuti nel Prospetto:

- Enel Green Power S.p.A., con sede legale in Roma, Viale Regina Margherita n. 125, in qualità di Emittente, dell'intero Prospetto;
- Enel S.p.A, con sede legale in Roma, Viale Regina Margherita n. 137, in qualità di Azionista Venditore, delle informazioni ad essa relative contenute nella Sezione Prima, Capitolo IV, Paragrafi 1.3, 1.4.1, 1.4.2, 1.4.3, 1.4.4 e 3.3, Capitolo VII, Paragrafo 7.1, Capitolo XVIII, Capitolo XIX, Paragrafo 19.1.1 e 19.1.2, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1 e nella Sezione Seconda, Capitolo V (ad esclusione dei Paragrafi 5.2.2, 5.2.4, 5.3.4, 5.4.1, 5.4.2) e Capitolo VII;
- Mediobanca – Banca di Credito Finanziario S.p.A., con sede legale in Milano, Piazzetta Enrico Cuccia n. 1, in qualità di Responsabile del Collocamento e Sponsor, della Sezione Seconda, Capitolo V (ad esclusione dei Paragrafi 5.2.2, 5.3.4, 5.4.2 e 5.5 e seguenti), Capitolo VI, Paragrafo 6.5 e Capitolo VII, Paragrafo 7.3 del Prospetto;
- Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., con sede in Bilbao, Plaza de San Nicolás, n. 4., in qualità di Lead Manager e Bookrunner dell'Offerta Pubblica in Spagna, della Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafi 5.5.1, 5.5.2, 5.5.3, 5.5.4, 5.5.5, 5.5.6 e 5.5.7 del Prospetto.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

I soggetti di cui al Paragrafo 1.1 che precede dichiarano, ciascuno per le parti di rispettiva competenza, che, avendo adottato tutta la ragionevole diligenza a tale scopo, le informazioni contenute nel Prospetto Informativo sono, per quanto a loro conoscenza, conformi ai fatti e non presentano omissioni tali da alterarne il senso.

Il Prospetto Informativo è conforme al modello depositato presso la Consob in data 15 ottobre 2010, a seguito dell'avvenuto rilascio dell'autorizzazione alla pubblicazione con nota del 13 ottobre 2010, protocollo n. 10084114.

CAPITOLO II – REVISORI LEGALI DEI CONTI

2.1 Revisori legali dell'Emittente

La società incaricata della revisione contabile dei conti per l'Emittente è KPMG S.p.A., con sede legale e amministrativa in Milano, Via Vittor Pisani n. 25, iscritta all'Albo Speciale Consob tenuto ai sensi dell'art. 161 del Testo Unico⁸.

L'incarico di revisione contabile dei bilanci di esercizio e consolidati dell'Emittente per gli esercizi 2008-2010, della revisione contabile limitata delle relazioni semestrali per il medesimo periodo, nonché la verifica della regolare tenuta della contabilità e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili nel corso di detti esercizi è stato conferito alla Società di Revisione con delibera dell'assemblea dei soci in data 23 dicembre 2008, ai sensi dell'articolo 165 del Testo Unico⁹.

Con delibera del 10 giugno 2010, l'assemblea dei soci ha approvato, con decorrenza dall'inizio delle negoziazioni, l'adeguamento dell'incarico di revisione legale di KPMG S.p.A. alle disposizioni degli articoli 14 e 16 del D. Lgs. del 27 gennaio 2010, n. 39, mantenendo invariata la durata del medesimo. Inoltre, in data 28 luglio 2010, l'Emittente ha conferito alla Società di Revisione incarico di effettuare in via volontaria la revisione contabile completa (*full audit*) del bilancio consolidato semestrale abbreviato di Enel Green Power al 30 giugno 2010.

KPMG S.p.A. ha svolto attività di revisione contabile sul bilancio di esercizio e sul bilancio aggregato dell'Emittente al 31 dicembre 2008, nonché sul bilancio di esercizio e sul bilancio consolidato dell'Emittente al 31 dicembre 2009. KPMG S.p.A. ha inoltre svolto l'attività di revisione contabile sul bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'Emittente al 30 giugno 2010.

Non vi sono stati rilievi o rifiuti di attestazione da parte della Società di Revisione, in merito ai bilanci dell'Emittente sottoposti a revisione e delle relazioni semestrali sottoposte a revisione contabile.

2.2 Informazioni sui rapporti con la Società di Revisione

Fino alla Data del Prospetto non è intervenuta alcuna revoca dell'incarico conferito dall'Emittente alla Società di Revisione né la Società di Revisione ha rinunciato all'incarico stesso.

⁸ L'art. 161 del Testo Unico, abrogato dall'art. 40 del D.Lgs. 39/2010, resta applicabile, ai sensi del medesimo decreto fino alla data di entrata in vigore dei regolamenti del Ministro dell'Economia e delle Finanze ivi previsti.

⁹ L'art. 165 del Testo Unico, abrogato dall'art. 40 del D.Lgs. 39/2010, resta applicabile, ai sensi del medesimo decreto fino alla data di entrata in vigore dei regolamenti di cui all'art. 16 del D.Lgs. 39/2010.

CAPITOLO III – INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE**Premessa**

Sono di seguito riportate alcune informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie del Gruppo, consolidate per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e aggregate per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008. Tali informazioni sono state estratte senza effettuare alcuna rettifica, salvo ove diversamente indicato:

- dal Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 28 luglio 2010 e assoggettata a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione senza rilievi in data 4 agosto 2010;
- dal Bilancio Consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010 e assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010; e
- dal Bilancio Aggregato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010 e assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010.

Le informazioni patrimoniali, economiche e finanziarie relative all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 sono state predisposte in forma aggregata, in quanto il *business* oggetto di quotazione ha operato nel corso di detto periodo attraverso società controllate direttamente o indirettamente da Enel tra le quali tuttavia non sempre esisteva un rapporto giuridico partecipativo di controllo. In particolare, l'Emittente è stato costituito attraverso una serie di operazioni straordinarie, di seguito brevemente descritte:

- 1 dicembre 2008: Enel Green Power è stata costituita per effetto della scissione parziale di Enel Produzione, ed è risultata beneficiaria del ramo d'azienda comprendente la totalità degli impianti di produzione geotermici, eolici, fotovoltaici e di quelli idroelettrici non programmabili presenti in Italia nonché delle partecipazioni detenute da Enel Produzione nelle società LaGeo S.A. de CV (pari al 36,2%) e Geotermica Nicaraguense S.A. (pari al 60%), operanti nel settore delle fonti rinnovabili in America Latina;
- 1 gennaio 2009: acquisto delle partecipazioni detenute da Enel Investment Holding B.V. in Enel Green Power International B.V., rappresentanti l'intero capitale sociale della *sub-holding* olandese, che deteneva le partecipazioni in società estere facenti parte del gruppo Enel operanti nel settore delle fonti rinnovabili;
- 1 gennaio 2009: acquisto da Enel della partecipazione totalitaria in Enel.si, società operante nel settore dell'offerta di servizi, prodotti e soluzioni integrate chiavi in mano per il risparmio e l'efficienza energetica, nonché nella realizzazione e vendita in Italia di impianti fotovoltaici;
- 30 ottobre 2009: acquisto del capitale sociale di Enel Erelis S.a.s. (oggi Enel Green Power France) (Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto).

Il bilancio aggregato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 è stato predisposto in via volontaria ai soli fini della preparazione del Prospetto e dell'*Offering Circular* relativo all'offerta riservata a investitori istituzionali all'estero ai sensi della *Regulation S* dello *United States Securities Act* del 1933, come successivamente modificato, inclusi gli Stati Uniti d'America ai sensi della Rule 144-A adottata in forza dello *United States Securities Act* del 1933, come successivamente modificato, per rappresentare la

situazione patrimoniale, economica e finanziaria delle società del Gruppo facente capo all'Emittente, come se lo stesso avesse operato da sempre come un gruppo unico e distinto. In particolare, il bilancio aggregato è stato predisposto applicando i criteri di valutazione e i principi contabili utilizzati dall'Emittente per la predisposizione dei relativi bilanci, oltre ai seguenti criteri di aggregazione. Nello specifico, ai fini della predisposizione del bilancio aggregato si è proceduto con l'aggregazione dei dati patrimoniali ed economici relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 delle attività e passività rientranti nel perimetro di operatività della Società e facenti parte del gruppo Enel nel corso dell'esercizio 2008. In particolare, l'aggregazione in oggetto ha riguardato i) Enel Green Power International B.V., (ii) Enel.si S.r.l. e (iii) il ramo d'azienda relativo alla generazione di energia da fonti rinnovabili oggetto di scissione da parte di Enel Produzione S.p.A. (il "Ramo d'Azienda"); nella predisposizione del bilancio aggregato non è stato tenuto conto della società Enel Green Power France, in quanto considerata non significativa nel suo complesso. Per quanto concerne il Ramo d'Azienda, l'allocatione al bilancio aggregato dei costi e ricavi non direttamente attribuibili al suddetto ramo d'azienda è stata effettuata sulla base di parametri, di volta in volta identificati, che consentissero di meglio identificare la relativa quota di pertinenza. In particolare, con riferimento ai primi 11 mesi dell'esercizio 2008, e cioè quelli relativi al periodo precedente al trasferimento del Ramo d'Azienda alla Società, sono state effettuate le seguenti operazioni necessarie alla predisposizione del bilancio aggregato, coerenti con la miglior prassi internazionale:

- per quanto riguarda i ricavi e costi indiretti di pertinenza del Gruppo per l'esercizio 2008 è stato fatto sostanzialmente riferimento alla capacità di produzione degli impianti trasferiti, fatta eccezione per i servizi centrali prestati da società del Gruppo Enel, per i quali sono stati sostanzialmente utilizzati i costi risultanti dai contratti stipulati nel corso del 2009;
- con riferimento agli strumenti derivati, sono stati allocati al ramo d'azienda gli effetti economici delle operazioni poste in essere a copertura della volatilità dei ricavi, sulla base della produzione effettiva generata;
- per quanto concerne crediti e debiti commerciali generati dalla gestione corrente, è stato assunto che gli stessi fossero liquidati immediatamente attraverso l'utilizzo del conto corrente intrattenuto con la capogruppo Enel;
- le imposte sul reddito del ramo d'azienda sono state determinate assumendo che lo stesso avesse dovuto determinare il proprio carico fiscale autonomamente, e quindi in maniera indipendente dal gruppo di appartenenza.

Occorre tuttavia evidenziare che qualora le società e le attività che sono state oggetto di aggregazione avessero effettivamente operato come gruppo unico e distinto in detto esercizio, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati patrimoniali, economici e finanziari di seguito riportati (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1 del Prospetto).

Il presente capitolo include inoltre:

- il prospetto di conto economico consolidato pro-forma del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, predisposto al fine di simulare i principali effetti sulla situazione economica consolidata dell'Emittente (i) dell'acquisizione del 60% del capitale sociale di Ecyr (oggi Enel Green Power España) e (ii) della ripatrimonializzazione dell'Emittente (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.4 del Prospetto); e
- taluni indicatori di *performance* finanziari e non finanziari del Gruppo. Per quanto concerne gli indicatori non finanziari, gli stessi sono riportati sia su base storica – con riferimento alla struttura del

Gruppo al 30 giugno 2010 e 2009 e al 31 dicembre 2009 e 2008 – sia su base pro-forma, simulando gli effetti dell'Acquisizione di Ecyr come se la stessa fosse virtualmente avvenuta rispettivamente il 1° gennaio 2009 – per quanto concerne la Produzione Netta, la Produzione assoggettata a incentivi e il Load Factor – e il 31 dicembre 2009 per quanto concerne la Capacità installata netta.

Le informazioni finanziarie e non finanziarie di seguito riportate devono essere lette congiuntamente ai Capitoli V, IX, X e XX della Sezione Prima del Prospetto Informativo.

3.1 Informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie

Nella seguente tabella sono rappresentati i dati economici consolidati del Gruppo per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e aggregati del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, nonché i dati economici consolidati pro-forma del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009	2009	2009	2008
		<i>unaudited</i>	<i>pro-forma</i>		
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	956	868	1.945	1.733	1.789
Altri ricavi	20	25	46	44	18
Ricavi	976	893	1.991	1.777	1.807
Materie prime e materiali di consumo	122	57	244	206	178
Servizi	156	143	317	275	261
Costo del personale	89	77	182	172	149
Ammortamenti e perdite di valore	236	201	509	416	418
Altri costi operativi	30	24	60	60	65
Costi per lavori interni capitalizzati	(9)	(12)	(25)	(25)	(18)
Costi	624	490	1.287	1.104	1.053
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	63	47	118	118	(31)
Utile operativo	415	450	822	791	723
Proventi finanziari	20	11	31	26	42
Oneri finanziari	(71)	(91)	(150)	(161)	(275)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3	2	23	2	5
Utile prima delle imposte	367	372	726	658	495
Imposte	104	133	235	219	(339)
Utile del periodo	263	239	491	439	834
Quota di pertinenza di Gruppo	253	223	453	418	810
Quota di pertinenza di Terzi	10	16	38	21	24
Utile per azione: base e diluito (in Euro)	0,08 ⁽¹⁾	0,07 ⁽¹⁾	0,09 ⁽²⁾	0,14 ⁽³⁾	0,27 ⁽³⁾

(1) Per quanto concerne la determinazione dell'utile per azione, si veda la Sezione Prima Capitolo XX Paragrafo 20.2.1.27.

(2) Per quanto concerne la determinazione dell'utile per azione, pro forma si veda la Sezione Prima Capitolo XX Paragrafo 20.3.

(3) L'utile per azione per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008, è stato rideterminato rispetto a quello risultante dai relativi bilanci. In particolare, il presente utile per azione è stato calcolato tenendo conto degli effetti della delibera dell'assemblea con la quale è stato, tra l'altro, rideterminato il numero di azioni. Nello specifico, l'assemblea in oggetto ha aumentato il capitale sociale da Euro 600 milioni a Euro 1.000 milioni e ha contestualmente rideterminato il numero delle azioni sulla base di un valore nominale pari a Euro 0,2 per azione. Ai fini del calcolo del presente utile per azione è stato tenuto conto unicamente della rideterminazione del numero delle azioni a seguito della definizione del valore nominale come precedentemente indicato; pertanto il numero di azioni considerato per il calcolo in oggetto è pari a 3.000.000.000, che riflette unicamente il nuovo numero di azioni a seguito della suddetta modifica del valore nominale (Euro 600 milioni/Euro 0,20=3.000.000.000).

Nella seguente tabella, sono rappresentati i principali dati patrimoniali consolidati del Gruppo al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e aggregati del Gruppo al 31 dicembre 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 Giugno		Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2009	2008
Attività non correnti	11.052	8.442	7.862	7.862
Attività correnti	1.358	1.052	850	850
Attività destinate alla vendita	70	-	-	-
Totale attività	12.480	9.494	8.712	8.712
Patrimonio netto del Gruppo	6.532	2.384	2.014	2.014
Patrimonio netto di terzi	692	180	182	182
Totale patrimonio netto	7.224	2.564	2.196	2.196
Passività non correnti	2.025	1.512	1.220	1.220
Passività correnti	3.183	5.418	5.296	5.296
Passività destinate alla vendita	48	-	-	-
Totale passività	5.256	6.930	6.516	6.516
Totale patrimonio netto e passività	12.480	9.494	8.712	8.712

Nella seguente tabella, sono rappresentati i dati di sintesi del rendiconto finanziario consolidato del Gruppo per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e aggregati del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre	
	2010	2009	2009	2008
		<i>unaudited</i>		
Flusso di cassa generato da attività operativa	261	319	897	353
Flusso di cassa assorbito da attività di investimento	(1.242)	(292)	(852)	(998)
Flusso di cassa generato/(assorbito) da attività di finanziamento	1.037	(65)	(60)	645
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti a chiusura di periodo	211	125	144	163

Di seguito si riporta l'analisi dell'Indebitamento finanziario netto del Gruppo determinato conformemente a quanto previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR/05-054b implementative del Regolamento CE 809/2004 (l'“Indebitamento Finanziario Netto”), al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 Giugno	Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2008
Depositi bancari e postali	(211)	(144)	(163)
Titoli	(82)	(68)	(48)
Liquidità	(293)	(212)	(211)
Crediti finanziari correnti	(243)	(85)	(14)
Debiti verso banche a breve termine	99	77	11
Quota corrente di debiti verso banche	101	82	72
Quota corrente dei prestiti obbligazionari	16	13	12
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori	28	20	23
<i>Commercial paper</i>	13	-	-
Altri debiti finanziari a breve termine	2.041	4.336	4.572
Indebitamanto finanziario corrente	2.298	4.528	4.690
Indebitamento finanziario corrente netto	1.762	4.231	4.465
Debiti verso banche	876	724	611
Prestiti obbligazionari	47	47	62
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	408	360	202
Indebitamento finanziario non corrente	1.331	1.131	875
Indebitamento finanziario netto	3.093	5.362	5.340

3.2 Indicatori finanziari alternativi di performance

Le tabelle di seguito riportate evidenziano le principali informazioni economiche finanziarie utilizzate dall'Emittente per monitorare e valutare l'andamento economico e finanziario del Gruppo. Tali indicatori (EBITDA, rotazione dei crediti e debiti commerciali, ROI, ROE, ROS, indebitamento finanziario netto, indebitamento finanziario netto Enel Green Power e investimenti) non sono identificati come misure contabili nell'ambito degli IFRS e pertanto non devono essere considerate misure alternative per la valutazione dell'andamento economico del Gruppo e della relativa posizione finanziaria. L'Emittente ritiene che le informazioni finanziarie di seguito riportate siano un importante parametro per la valutazione della performance del Gruppo, in quanto permettono di monitorare più analiticamente l'andamento economico e finanziario dello stesso. Poiché tali informazioni finanziarie non sono misure la cui determinazione è regolamentata dai principi contabili di riferimento per la predisposizione dei Bilanci Consolidati e Aggregati e dei dati pro-forma del Gruppo, il criterio applicato per la relativa determinazione e misurazione potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi e pertanto tali dati potrebbero non essere comparabili con quelli eventualmente presentati da tali gruppi.

(Milioni di Euro)	Al e per il semestre chiuso al 30 Giugno		Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009 <i>unaudited</i>	2009 <i>pro-forma</i>	2009	2008
EBITDA	651	651	1.331	1.207	1.141
EBITDA / Oneri finanziari	9,2 x	7,2 x	8,9 x	7,5 x	4,1 x
Rotazione dei crediti commerciali (in giorni) ⁽¹⁾	76	n.a. ⁽⁷⁾	n.a. ⁽⁷⁾	100	n.a. ⁽⁷⁾
Rotazione dei debiti commerciali (in giorni) ⁽²⁾	314	n.a. ⁽⁷⁾	n.a. ⁽⁷⁾	277	n.a. ⁽⁷⁾
Rapporto tra attività correnti/passività correnti	0,4	n.a. ⁽⁷⁾	n.a. ⁽⁷⁾	0,2	0,2
Ritorno del capitale investito (ROI) ⁽³⁾	4,6%	n.a. ⁽⁷⁾	n.a. ⁽⁷⁾	10,3%	10,1%
Ritorno del capitale proprio (ROE) ⁽⁴⁾	3,8%	n.a. ⁽⁷⁾	n.a. ⁽⁷⁾	20,7%	61,2%
Ritorno delle vendite (ROS) ⁽⁵⁾	42,5%	50,4%	41,3%	44,5%	40,0%
Patrimonio netto per azione (in Euro) ⁽⁶⁾	1,3	n.a. ⁽⁷⁾	n.a. ⁽⁷⁾	2,0	1,7

Si segnala che il ROS, ROE, ROI e la rotazione dei crediti e debiti commerciali oltre l'EBITDA non sono identificati come misure contabili nell'ambito degli IFRS. Il criterio di determinazione dei suddetti indici applicato dal management del Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppo e, pertanto, il loro valore potrebbe non essere comparabile con quello determinato da quest'ultimi. In particolare, tali indici sono stati calcolati dal management del Gruppo unicamente utilizzando i saldi risultatni dai rispettivi bilanci di riferimento. Nello specifico, di seguito si rappresenta il criterio utilizzato per il loro calcolo:

- (1) Rotazione dei crediti commerciali: Crediti commerciali al netto dell'IVA / Ricavi, moltiplicato per i giorni del periodo di riferimento;
- (2) Rotazione dei debiti commerciali: Debiti commerciali al netto dell'IVA / la somma dei costi per materie prime e materiali di consumo, servizi e altri costi operativi, moltiplicato per i giorni del periodo di riferimento;
- (3) Ritorno del capitale investito (ROI): Utile operativo / media tra la somma del totale patrimonio netto e dell'indebitamento finanziario netto Enel Green Power (come riportato nella tabella seguente) all'inizio e alla fine del periodo di riferimento;
- (4) Ritorno del capitale proprio (ROE): Utile del periodo / totale patrimonio netto al netto dell'utile del periodo;
- (5) Ritorno delle vendite (ROS): Utile operativo / Ricavi;
- (6) Patrimonio netto per azione: patrimonio netto del Gruppo / numero delle azioni in circolazione alla fine del periodo di riferimento (5.000.000.000 di azioni al 30 giugno 2010 e 1.200.000.000 di azioni al 31 dicembre 2009 e 2008).
- (7) In considerazione del fatto che il Prospetto non include la situazione patrimoniale al 30 giugno 2009, al 31 dicembre 2009 *pro-forma* e al 1 gennaio 2008, non risulta applicabile il calcolo di tali indicatori finanziari alternativi di performance.

(Milioni di Euro)	Al 30 Giugno	Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2008
Indebitamento finanziario netto	3.093	5.362	5.340
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power	2.995	5.345	5.326
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power / Patrimonio netto	0,4 x	2,1 x	2,4 x
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power / EBITDA ⁽¹⁾	2,5 x	4,4 x	4,7 x

(1) L'EBITDA al 30 giugno 2010 è calcolato su base annuale sommando l'EBITDA del primo semestre 2010 (Euro 651 milioni), e l'EBITDA dell'esercizio 2009 (Euro 1.207 milioni) al netto dell'EBITDA del primo semestre 2009 (Euro 651 milioni).

Alla Data del Prospetto, il Gruppo opera attraverso le seguenti *business unit*:

- **Italia ed Europa:** in Italia, Grecia, Francia, Bulgaria e Romania.
- **Nord America:** negli Stati Uniti e in Canada.
- **Iberia e America Latina:** in Spagna, Portogallo, Messico, Panama, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Brasile e Cile.
- **Enel.si:** il Gruppo è inoltre attivo, tramite la società interamente controllata Enel.si, nell'offerta di prodotti, servizi pre/post vendita e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia (fotovoltaico, mini-eolico, solare termico, pompe geotermiche e altro) e per il risparmio e l'efficienza energetica negli usi finali, attraverso una rete di negozi in *franchising* composta, alla data del 30 giugno 2010, da 548 installatori, negozi e punti vendita specializzati distribuiti in modo capillare in Italia.

Le tabelle seguenti riportano per ciascuna *business unit* gli indicatori attraverso i quali il *management* monitora l'andamento economico e finanziario del Gruppo:

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009	2009	2009	2008
		<i>unaudited</i>	<i>pro-forma</i>		
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity					
Italia ed Europa	629	646	1.221	1.221	1.144
Iberia e America Latina	243	182	566	352	373
Nord America	85	73	144	144	106
Enel.si	82	39	178	178	153
EBITDA					
Italia ed Europa	469	488	898	898	838
Iberia e America Latina	132	125	336	212	233
Nord America	49	48	90	90	64
Enel.si	1	(10)	7	7	6
Investimenti (al lordo di contributi) (a)					
Italia ed Europa	229	n.a.	453	453	387
Iberia e America Latina	82	n.a.	388	254	223
Nord America	28	n.a.	36	36	289
Enel.si	-	n.a.	1	1	-

(a) Gli investimenti includono immobili, impianti e macchinari e attività immateriali al lordo di eventuali contributi in conto impianto.

Nelle tabelle seguenti, è esposta la metodologia adottata dal Gruppo per la determinazione dell'EBITDA e dell'indebitamento finanziario netto Enel Green Power.

EBITDA

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009 <i>unaudited</i>	2009 <i>pro-forma</i>	2009	2008
Utile del periodo	263	239	491	439	834
Imposte	104	133	235	219	(339)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(3)	(2)	(23)	(2)	(5)
Oneri finanziari	71	91	150	161	275
Proventi finanziari	(20)	(11)	(31)	(26)	(42)
Ammortamenti e perdite di valore	236	201	509	416	418
EBITDA	651	651	1.331	1.207	1.141

L'EBITDA è definito dal Gruppo come utile del periodo al lordo degli ammortamenti e perdite di valore, dei proventi e oneri finanziari, della quota proventi/ (oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e delle imposte. Poiché l'EBITDA non è identificato come misura contabile nell'ambito degli IFRS, la determinazione quantitativa dello stesso potrebbe non essere univoca. L'EBITDA è una misura utilizzata dal *management* del Gruppo per monitorare e valutare l'andamento operativo della stessa. Il *management* ritiene che l'EBITDA sia un importante parametro per la misurazione della *performance* operativa del Gruppo in quanto non influenzato dagli effetti dei diversi criteri di determinazione degli imponibili fiscali, dall'ammontare e dalle caratteristiche del capitale impiegato nonché dalle politiche di ammortamento. I criteri di determinazione dell'EBITDA applicato dal Gruppo potrebbero non essere omogeneo con quelli adottati da altri gruppi e, pertanto, il suo valore potrebbe non essere comparabile con quello determinato da questi ultimi.

Indebitamento finanziario netto Enel Green Power

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 Giugno	Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2008
Indebitamento finanziario netto	3.093	5.362	5.340
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(98)	(17)	(14)
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power	2.995	5.345	5.326

3.3 Indicatori non finanziari alternativi di performance

Le tabelle di seguito riportate evidenziano i principali indicatori non-finanziari, connessi alla produzione, utilizzati dall'Emittente per monitorare e valutare l'andamento operativo/gestionale del Gruppo.

Indicatori non finanziari per business unit

	Al e per il semestre chiuso al 30 Giugno		Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009	2009 <i>pro-forma</i>	2009	2008
Italia ed Europa					
Capacità installata netta (MW)	2.897	n.a.	2.859	2.859	2.638
Produzione netta (GWh)	6.632	6.453	12.047	12.047	11.105
Produzione assoggettata ad incentivi (GWh)	1.835	1.652	3.389	3.389	2.815
Load Factor	53%	55%	50%	50%	49%
Iberia e America Latina					
Capacità installata netta (MW)	2.076	n.a.	2.020	1.161	1.065
Produzione netta (GWh)	2.812	2.232	6.424	4.428	4.260
Produzione assoggettata ad incentivi (GWh)	1.232	605	3.380	1.384	1.309
Load Factor	40%	48%	38%	46%	47%
Nord America					
Capacità installata netta (MW)	788	n.a.	788	788	749
Produzione netta (GWh)	1.384	1.223	2.428	2.428	1.869
Produzione assoggettata ad incentivi (GWh)	714	537	1.347	1.347	1.034
Load Factor	40%	36%	36%	36%	35%

Indicatori non finanziari per principali tecnologie

	Al e per il semestre chiuso al 30 Giugno		Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009	2009 <i>pro-forma</i>	2009	2008
Idro					
Capacità installata netta (MW)	2.534	n.a.	2.533	2.504	2.498
Produzione netta (GWh)	5.773	5.958	10.767	10.689	9.653
Produzione assoggettata ad incentivi (GWh)	811	743	1.545	1.467	1.155
Load Factor	53%	55%	49%	49%	44%
Eolico					
Capacità installata netta (MW)	2.355	n.a.	2.261	1.510	1.225
Produzione netta (GWh)	2.179	1.270	4.336	2.765	2.054
Produzione assoggettata ad incentivi (GWh)	2.094	1.118	4.159	2.588	1.897
Load Factor	26%	23%	24%	24%	23%
Geotermico					
Capacità installata netta (MW)	742	n.a.	742	742	678
Produzione netta (GWh)	2.645	2.525	5.155	5.155	5.218
Produzione assoggettata ad incentivi (GWh)	735	779	1.773	1.773	1.798
Load Factor	82%	83%	82%	82%	88%
Solare					
Capacità installata netta (MW)	17	n.a.	16	4	4
Produzione netta (GWh)	10	1	27	2	2
Produzione assoggettata ad incentivi (GWh)	9	-	25	-	-
Load Factor	21%	6%	19%	5%	5%

FATTORI DI RISCHIO**CAPITOLO IV – FATTORI DI RISCHIO**

L'operazione di Offerta Pubblica di Vendita e ammissione a quotazione delle Azioni di Enel Green Power descritta nel Prospetto presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in azioni.

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi all'Emittente, al Gruppo e al settore di attività in cui gli stessi operano, nonché quelli relativi agli strumenti finanziari offerti.

I fattori di rischio descritti di seguito devono essere letti congiuntamente alle informazioni contenute nel Prospetto.

I rinvii alle Sezioni, ai Capitoli e ai Paragrafi si riferiscono alle Sezioni, ai Capitoli e ai Paragrafi del Prospetto.

1 FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE E AL GRUPPO**1.1 *Rischi connessi alla recente riorganizzazione del Gruppo e all'integrazione delle società di recente acquisizione***

La Società è stata costituita in data 1° dicembre 2008 per effetto della scissione parziale da Enel Produzione del ramo di azienda “impianti di produzione di energia elettrica con utilizzo di fonti rinnovabili”. Alla stessa data sono state assegnate alla Società le partecipazioni detenute direttamente da Enel Produzione nella società LaGeo e nelle controllate Geotermica Nicaraguense e Portoscuso Energia (oggi Enel Green Power Portoscuso). Successivamente, a far data dal 1° gennaio 2009, sono state trasferite al Gruppo le partecipazioni detenute da Enel Investment Holding B.V. in Enel Green Power International B.V., rappresentanti l'intero capitale sociale della *sub-holding* olandese, che deteneva la totalità delle rimanenti partecipazioni in società estere facenti parte del Gruppo Enel operanti nel settore delle fonti rinnovabili nonché la partecipazione totalitaria detenuta da Enel in Enel.si. In data 30 ottobre 2009, la Società, per il tramite della propria controllata Enel Green Power International B.V., ha acquistato da Enel France S.A.S. la partecipazione totalitaria da quest'ultima detenuta nella società Enel Erelis S.A.S. (oggi Enel Green Power France S.A.S.). Inoltre, in data 22 marzo 2010, la Società, tramite Enel Green Power International B.V., ha completato l'acquisizione del 60% di Endesa Cogeneración y Renovables S.L. (“**Ecyr**”, oggi Enel Green Power España, S.L. “**Enel Green Power España**”) da Endesa Generación S.A., indirettamente controllata da Enel S.p.A., attraverso l'acquisizione del 30% di Ecyr e la sottoscrizione di un aumento di capitale riservato alla stessa Enel Green Power International B.V. (l'“**Acquisizione di Ecyr**”, Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto).

Pertanto, le attività facenti parte del Gruppo sono state solo di recente raggruppate nella forma organizzativa attuale e sono in parte frutto di acquisizioni recenti, tra le quali da ultimo l'acquisizione del 60% di Ecyr operante in Spagna e Portogallo nel settore della generazione da fonti rinnovabili.

Il processo di integrazione operativa e manageriale delle varie attività trasferite al Gruppo ovvero oggetto di acquisizione da parte dello stesso (ivi incluse quelle facenti capo a Enel Green Power España) è ancora in corso. Il completamento di tale processo di integrazione potrebbe realizzarsi con tempi e modi diversi da quelli originariamente previsti dalla Società e comportare costi non previsti, con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

FATTORI DI RISCHIO

1.2 *Rischi connessi alla ridotta disponibilità di informazioni finanziarie e alla presentazione dei dati pro-forma nel Prospetto*

Sebbene l'attività di produzione di energia da fonti rinnovabili del Gruppo sia di gran lunga precedente al 2008 e l'attuale *management* vanti un'esperienza consolidata nel settore dell'energia da fonti rinnovabili, nel valutare le prospettive della Società e del Gruppo, gli investitori possono fare affidamento su informazioni finanziarie storiche dell'Emittente e del Gruppo relative solamente agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2008.

Il Prospetto, infatti, contiene informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie del Gruppo estratte da: (i) il Bilancio Aggregato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, (ii) il Bilancio Consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, (iii) il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010, e (iv) il conto economico consolidato pro-forma del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 ("**Prospetto Consolidato Pro-forma**").

Si segnala che le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie del Gruppo al 30 giugno 2009 contenute nel Prospetto non sono state assoggettate a revisione contabile da parte della Società di Revisione.

Dati contabili aggregati

L'Emittente è stato costituito in data 1° dicembre 2008, nell'ambito del piano di riorganizzazione delle attività del settore delle fonti rinnovabili del Gruppo Enel. Le attività svolte oggi dal Gruppo e oggetto di quotazione, pertanto, sono state condotte nel corso dell'esercizio 2008 attraverso società controllate direttamente o indirettamente da Enel tra le quali tuttavia non sempre esisteva un rapporto giuridico partecipativo di controllo (Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto). L'Emittente ha pertanto predisposto, ai fini della preparazione del Prospetto, il bilancio aggregato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010, per rappresentare la situazione patrimoniale, economica e finanziaria delle società del Gruppo facente capo all'Emittente, come se lo stesso avesse operato nel periodo in oggetto come un gruppo autonomo (Cfr. Sezione Prima, Capitolo III, Premessa e Capitolo IX, Premessa, del Prospetto). Occorre tuttavia evidenziare che qualora le società e le attività che sono state oggetto di aggregazione avessero effettivamente operato come gruppo autonomo in detto esercizio, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati patrimoniali, economici e finanziari riportati nel bilancio aggregato.

Dati pro-forma

Il prospetto consolidato pro-forma relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 (il "**Prospetto Consolidato Pro-forma**"), incluso nel Prospetto, è stato predisposto per rappresentare i potenziali effetti delle operazioni relative all'Acquisizione di Ecyr, e alla ripatrimonializzazione dell'Emittente, effettuate nel mese di marzo 2010 (le "**Operazioni**"). In particolare, il Prospetto Consolidato Pro-forma, assoggettato a esame della Società di Revisione, la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 8 settembre 2010, è stato predisposto al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, i principali effetti delle Operazioni sulla situazione economica del Gruppo come se le stesse fossero virtualmente avvenute il 1° gennaio 2009.

Le informazioni contenute nel Prospetto Consolidato Pro-forma rappresentano una simulazione dei possibili effetti che sarebbero potuti derivare dalle Operazioni, fornita a soli fini illustrativi. In particolare, poiché il Prospetto Consolidato Pro-forma è costruito per riflettere retroattivamente gli effetti significativi di

FATTORI DI RISCHIO

operazioni successive, nonostante il rispetto delle regole comunemente accettate e l'utilizzo di assunzioni ragionevoli, vi sono dei limiti connessi alla natura stessa dei dati pro-forma. Pertanto, sussiste il rischio che, qualora le Operazioni fossero realmente avvenute alla data presa a riferimento per la predisposizione del Prospetto Consolidato Pro-forma, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati rappresentati nel conto economico consolidato pro-forma.

Inoltre, si segnala che il Prospetto Consolidato Pro-forma non intende in alcun modo rappresentare una previsione dei futuri risultati del Gruppo e non deve pertanto essere utilizzato in tal senso.

Da ultimo, in considerazione delle diverse finalità dei dati pro-forma rispetto ai dati dei bilanci storici e delle diverse modalità di calcolo degli effetti delle Operazioni con riferimento al conto economico consolidato pro-forma, questi ultimi documenti vanno letti e interpretati, senza ricercare collegamenti contabili tra gli stessi. (Cfr. Sezione Prima, Capitolo III, Capitolo IX e Capitolo XX del Prospetto).

1.3 Rischi connessi alla costituzione di Enel Green Power, avvenuta mediante scissione da Enel Produzione S.p.A.

L'atto di scissione stipulato da Enel Produzione in favore di Enel Green Power in data 27 novembre 2008, nell'ambito dell'operazione di scissione parziale di Enel Produzione che ha portato alla costituzione di Enel Green Power, stabilisce che, qualora la destinazione di attività o di passività, diritti od obblighi non sia desumibile dal progetto di scissione, i medesimi elementi si intendono assegnati a Enel Green Power ove siano inerenti al ramo di azienda oggetto di scissione. Peraltro, ai sensi dell'art. 2506-bis, terzo comma, del codice civile, la società beneficiaria risponde in solido con la società scissa per gli elementi del passivo, la cui destinazione non sia desumibile dal progetto di scissione, e tale responsabilità è limitata al valore effettivo del patrimonio netto attribuito alla società beneficiaria.

Inoltre, in base all'atto di scissione, eventuali sopravvenienze attive o passive che si dovessero manifestare successivamente alla data di efficacia della scissione (1° dicembre 2008) rimarranno rispettivamente a beneficio o a carico di Enel Green Power purché siano inerenti al ramo di azienda oggetto della scissione e ai relativi elementi patrimoniali e rapporti giuridici (fanno eccezione le sole sopravvenienze passive derivanti dai rapporti inerenti ai canoni concessori dovuti e non corrisposti alla data di efficacia della scissione, non menzionati nel progetto di scissione che rimarranno in capo a Enel Produzione).

Ai sensi dell'art. 2506-quater, comma 3, del codice civile, la società beneficiaria è solidalmente responsabile con la società scissa dei debiti della società scissa esistenti alla data della scissione, che, a seguito del perfezionamento della stessa, rimarranno a carico della società scissa. La responsabilità solidale ex art. 2506-quater, comma 3, del codice civile è sussidiaria – sorgendo solo nell'ipotesi di debiti “non soddisfatti” dalla società cui fanno carico e presupponendo la preventiva infruttuosa escussione della società originaria debitrice – nonché è limitata al valore effettivo del patrimonio netto trasferito alla società beneficiaria. Inoltre, qualora l'Emittente fosse tenuta a rispondere dei debiti rimasti a carico di Enel Produzione, la società beneficiaria sarà legittimata a surrogarsi, una volta effettuato il pagamento del credito, nelle ragioni vantate dal creditore soddisfatto verso Enel Produzione e, pertanto, sarà legittimata a rivalersi direttamente nei confronti della medesima.

Tuttavia, ai sensi dell'art. 173, comma 13 del D.P.R. 22 dicembre 1986 n. 917 e dell'art. 15 del D. Lgs. 18 dicembre 1997 n. 472, con riguardo ai soli debiti di natura tributaria e in deroga a quanto disposto dal codice civile, la società beneficiaria può rispondere solidalmente con la scissa anche oltre i limiti del patrimonio

FATTORI DI RISCHIO

netto trasferito. Alla data di efficacia della scissione, i debiti tributari in capo a Enel Produzione S.p.A. ammontavano a circa Euro 1,5 miliardi, dei quali circa Euro 300.000 erano ancora esistenti al 30 giugno 2010.

1.4 Rischi connessi all'appartenenza al gruppo facente capo ad Enel e all'autonomia gestionale dell'Emittente

Benché la Società eserciti la propria attività con autonomia gestionale, generando ricavi dalla propria clientela e utilizzando proprie competenze, tecnologie e risorse umane, anche successivamente all'ammissione a quotazione, la stessa continuerà ad essere controllata di diritto da Enel (a sua volta controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, sia direttamente, con una partecipazione pari al 13,88%, sia indirettamente, tramite la Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., partecipata da quest'ultimo al 70%, con una partecipazione pari al 17,36%) ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico e ad essere pertanto soggetta all'attività di direzione e coordinamento della stessa ai sensi degli articoli 2497 e seguenti del codice civile. In particolare, Enel avrà il diritto di nominare la maggioranza dei membri del Consiglio di Amministrazione e potrà influenzare, tra l'altro, la politica dei dividendi e degli investimenti, la gestione in generale e condizionare le decisioni di Enel Green Power. Per ulteriori informazioni sulle modalità attraverso le quali Enel esercita l'attività di direzione e coordinamento alla Data del Prospetto, *Cfr.* Sezione I, Capitolo VII, Paragrafo 7.1 del Prospetto.

Alla Data del Prospetto, il consiglio di amministrazione dell'Emittente nominato dall'assemblea ordinaria del 5 ottobre 2010, che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2012, è composto di sette membri, dei quali tre in possesso dei requisiti di indipendenza di cui tanto agli artt. 147-ter e 148, comma 3, del Testo Unico, quanto all'art. 3 del Codice di Autodisciplina.

Al riguardo, la Società ed Enel, ciascuno per quanto di propria competenza, hanno assunto l'impegno a far sì che il Consiglio di Amministrazione della Società sia integrato con tre ulteriori amministratori indipendenti designati dalle minoranze azionarie in occasione della prima assemblea ordinaria che si terrà dopo la quotazione. In particolare: (i) Enel Green Power si è impegnata a far sì che in occasione della prima assemblea ordinaria della Società che sarà convocata dopo la quotazione venga messa all'ordine del giorno l'integrazione del Consiglio di Amministrazione mediante la nomina di tre ulteriori amministratori indipendenti, destinati a scadere con quelli in carica all'atto della loro nomina; (ii) Enel si è a sua volta impegnata, su tale punto all'ordine del giorno, ad astenersi dal formulare proprie candidature e ad esprimere il proprio voto a favore di – o comunque a far sì che siano eletti – candidati indipendenti designati dalle minoranze azionarie.

Alla Data del Prospetto, tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente – ad eccezione dei consiglieri indipendenti Carlo Angelici, Giovanni Battista Lombardo e Luciana Tarozzi – ricoprono incarichi di amministrazione e/o di direzione in società correlate facenti parte del Gruppo Enel (*Cfr.* Sezione I, Capitolo XIV, Paragrafi 14.1.1 del Prospetto). Inoltre, alla medesima data, taluni tra gli amministratori e i principali dirigenti dell'Emittente detengono partecipazioni non rilevanti ai sensi dell'art. 120 del Testo Unico in società facenti parte del Gruppo Enel. Gli amministratori (fatta eccezione per i consiglieri indipendenti Carlo Angelici, Giovanni Battista Lombardo e Luciana Tarozzi) e i principali dirigenti dell'Emittente sono destinatari di piani di incentivazione adottati da Enel che risultano soggetti a determinate condizioni di *performance* legate, tra l'altro, a obiettivi di natura economico-finanziaria quali l'EBITDA, l'*earning per share* (EPS) e il *return on average capital employed* (ROACE) del Gruppo Enel. Alla Data del

FATTORI DI RISCHIO

Prospetto, i componenti del Collegio Sindacale dell'Emittente ricoprono incarichi negli organi di controllo di società correlate facenti parte del Gruppo Enel (Cfr. Sezione I, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1.3 del Prospetto).

Enel intende mantenere il controllo dell'Emittente anche a seguito dell'Offerta Globale di Vendita. La Società, dunque, salve diverse determinazioni future di Enel, rimarrà non contendibile.

Di seguito si evidenziano i principali rischi connessi ai rapporti esistenti alla Data del Prospetto tra l'Emittente ed Enel.

1.4.1 Rischi connessi ai limiti derivanti dai finanziamenti in essere del Gruppo Enel

I principali contratti di finanziamento a lungo termine del Gruppo Enel contengono impegni (*covenant*), tipici della prassi internazionale, in capo alle società debtrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e, in alcuni casi, in capo a Enel nella sua qualità di garante. Tali contratti contengono, tra l'altro, clausole di "*cross default*" (in forza delle quali un inadempimento relativo a un qualsiasi indebitamento finanziario, purchè superiore a determinati importi, assunto da Enel o dalle proprie controllate rilevanti si considera quale inadempimento ai suddetti finanziamenti che diventano immediatamente esigibili) e altre clausole che comportano limiti all'utilizzo delle risorse finanziarie del Gruppo Enel che unitamente ai suddetti *covenant*, alla data del 30 giugno 2010, risultano rispettate. Alla medesima data, il Gruppo Enel ha un Indebitamento Finanziario Netto secondo *Standard* CESR pari a Euro 55,8 miliardi (dato determinato ai sensi del paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR/05-054b e in linea con le disposizioni Consob del 26 luglio del 2007) e un Indebitamento Finanziario Netto Enel pari a Euro 53,9 miliardi (dato determinato secondo *Standard* CESR al netto dei crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine). (Cfr. Sezione Prima, Capitolo X del Prospetto)

Alla Data del Prospetto, Enel ha in essere, tra l'altro: (i) un *syndicated term and guarantee facility agreement* stipulato da Enel e Enel Finance International S.A. in data 10 aprile 2007, per l'importo originario complessivo di Euro 35 miliardi, al fine di far fronte agli impegni finanziari connessi all'acquisizione di Endesa (il "**Credit Agreement 2007**") e (ii) il successivo contratto di finanziamento stipulato da Enel e Enel Finance International S.A il 16 aprile 2009 che emenda il Credit Agreement 2007 per l'importo complessivo di Euro 8 miliardi (il "**Credit Agreement 2009**"). Alla data del 30 giugno 2010, il debito residuo relativo al Credit Agreement 2007 e al Credit Agreement 2009 era pari a Euro 6,909 miliardi.

Il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009 contengono, tra l'altro, una clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle società controllate da Enel – ivi inclusa Enel Green Power e fatta eccezione per l'indebitamento consentito ai sensi del contratto quale ad esempio l'indebitamento connesso al *project finance* – non deve eccedere una determinata percentuale del totale dell'attivo lordo consolidato. In particolare, in base alla clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*", l'importo aggregato netto dell'Indebitamento Finanziario delle Subsidiaries controllate da Enel non deve eccedere il 20% del totale dell'attivo lordo consolidato dalla data di stipula dei contratti fino al rimborso integrale delle linee erogate. Al 30 giugno 2010, tale clausola risulta ampiamente rispettata. Pertanto, in virtù dei vincoli contenuti nei suddetti contratti di finanziamento stipulati dal Gruppo Enel, l'Emittente non potrà eccedere i limiti previsti dagli stessi, tenuto conto del restante indebitamento consolidato di Enel ai fini del rispetto della suddetta clausola.

FATTORI DI RISCHIO

Il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009 prevedono inoltre una clausola di rimborso obbligatorio anticipato in base alla quale, al verificarsi di determinati eventi rilevanti tra i quali, per quanto riguarda Enel Green Power, la cessione di *asset*, Enel dovrà rimborsare anticipatamente i fondi rivenienti dalla cessione fino a una quota percentuale prestabilita. Tale obbligo di rimborso anticipato sorge solo laddove le linee di credito erogate superino determinati importi contrattualmente prestabiliti; alla Data del Prospetto, Enel non è soggetta alla clausola di rimborso anticipato obbligatorio in quanto l'ammontare delle linee di credito erogate risulta inferiore alle suddette soglie contrattuali.

1.4.2 Rischi connessi al rapporto di tesoreria accentrata e ai rapporti finanziari esistenti tra Enel e le società del Gruppo

Alla Data del Prospetto, Enel svolge nei confronti delle proprie controllate, ivi incluse Enel Green Power ed Enel.si, la gestione accentrata della tesoreria (*cash pooling*), dei servizi di pagamento, dei crediti di firma, nonché del rischio di cambio e tassi d'interesse (per una descrizione dei termini e delle condizioni del servizio di tesoreria accentrata nei confronti dell'Emittente di Enel.si si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo X e Capitolo XIX). Alla stessa data Enel Finance International S.A. – società interamente controllata da Enel – svolge il servizio di tesoreria accentrata per le società estere del Gruppo Enel, tra cui le controllate estere di Enel Green Power (per una descrizione dei termini e delle condizioni del servizio di tesoreria accentrata per le controllate estere di Enel Green Power si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo X e Capitolo XIX).

Anche successivamente all'ammissione a quotazione delle azioni dell'Emittente, Enel Green Power continuerà ad avvalersi dei servizi di gestione accentrata della tesoreria da parte di Enel per l'Emittente nonché dei servizi di pagamento, dei crediti di firma, nonché del rischio di cambio e tassi d'interesse. L'Emittente considera il rapporto di tesoreria accentrata rispondente al proprio interesse sociale, in quanto lo stesso 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 di Enel nell'erogazione di tali servizi e di un'efficace capacità di accesso al sistema bancario e finanziario.

Entro la data di quotazione dell'Emittente (i) il contratto di tesoreria accentrata tra Enel ed Enel.si verrà meno e le relative posizioni attive e passive nei confronti del Gruppo Enel saranno rimborsate ed estinte e (ii) il servizio di tesoreria ed i rapporti finanziari attivi e passivi esistenti tra le controllate estere di Enel Green Power e Enel Finance International (ad eccezione delle linee di credito deliberate da Enel Finance International a favore di Enel Green Power International B.V., di importo pari rispettivamente a Euro 1.200 milioni, stipulata in data 1° luglio 2010, e Euro 2.500 milioni, stipulata in data 13 luglio 2010) verranno rimborsati ed estinti e il servizio di tesoreria per le controllate estere del Gruppo sarà svolto da Enel Green Power International B.V.

Alla data del 30 giugno 2010, la capogruppo Enel, per il tramite del contratto di tesoreria accentrata ha concesso all'Emittente linee di credito a breve termine per un ammontare complessivo pari a Euro 5.100 milioni (ridotto, a luglio 2010, a Euro 2.000 milioni), di cui Euro 1.549 milioni utilizzate. I contratti di finanziamento attualmente in essere con Enel non prevedono *events of default, covenants* finanziari ovvero *negative pledge* in capo a Enel Green Power. In data 17 marzo 2010, nell'ambito della complessiva riorganizzazione delle attività rinnovabili in Spagna e Portogallo e al fine di rafforzare la struttura patrimoniale del Gruppo, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato

FATTORI DI RISCHIO

di integrare il patrimonio netto della Società mediante rinuncia da parte di Enel a una parte del credito finanziario vantato sul conto corrente intersocietario per un importo pari a Euro 3.700 milioni da destinare ad apposita riserva di patrimonio netto disponibile della Società.

Il contratto di tesoreria accentrata e le relative linee di credito in essere tra Enel e l'Emittente prevedono, tra l'altro, che Enel abbia facoltà di risolvere il contratto e di richiedere il rimborso anticipato delle relative linee di credito in caso di perdita di controllo da parte di Enel su Enel Green Power. L'eventuale perdita del controllo da parte di Enel e il conseguente esercizio della facoltà di rimborso potrebbero ripercuotersi sulla capacità di Enel Green Power di ottenere prestiti e finanziamenti in sostituzione di quelli esistenti; nel caso in cui Enel Green Power ottenga prestiti e finanziamenti da altre fonti, i termini e le condizioni degli stessi potrebbero essere diversi rispetto a quelli ottenuti direttamente da Enel, con conseguenti possibili effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo X e Capitolo XIX)

1.4.3 Rischi connessi ai rapporti con parti correlate

Il Gruppo ha intrattenuto, e intrattiene tuttora, rapporti di natura commerciale e finanziaria con parti correlate tra cui Enel e società del Gruppo Enel. Nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 e nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, i rapporti con parti correlate hanno generato ricavi delle vendite e delle prestazioni rispettivamente per Euro 440 milioni e Euro 959 milioni (pari al 46% e al 55% del saldo complessivo), costi per materie prime e materiali di consumo rispettivamente per Euro 12 milioni e Euro 15 milioni (pari 10% e al 7% del saldo complessivo), costi per servizi rispettivamente per Euro 41 milioni e Euro 91 milioni (pari al 26% e al 33% del saldo complessivo) e oneri finanziari rispettivamente per Euro 30 milioni e Euro 90 milioni (pari al 42% e al 56% del saldo complessivo). Nel periodo a cui fanno riferimento le informazioni finanziarie inserite nel Prospetto, i principali rapporti con parti correlate hanno avuto ad oggetto: (i) operazioni con società appartenenti al Gruppo Enel attraverso le quali si è giunti all'attuale assetto organizzativo del Gruppo (quali l'acquisizione di Enel.si, di Enel Green Power International B.V., di Enel Erelis S.a.s. e l'Acquisizione di Ecyr), (ii) la gestione accentrata della tesoreria, del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse, erogazione di finanziamenti e rilascio di garanzie; (iii) compravendita di energia e Certificati verdi; (iv) erogazione di prestazioni professionali e di servizi; (v) gestione di servizi comuni e l'esercizio dell'opzione per il consolidato fiscale nazionale con Enel (per una descrizione delle operazioni con parti correlate si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo XIX del Prospetto).

Tali rapporti consentono l'acquisizione di vantaggi originati dall'uso di servizi e competenze comuni, dall'esercizio di sinergie di gruppo e dall'applicazione di politiche unitarie nel campo finanziario e, a giudizio della Società, prevedono condizioni in linea con quelle di mercato. Tuttavia, non vi è certezza che ove tali operazioni fossero state concluse con parti terze, le stesse avrebbero negoziato e stipulato i relativi contratti, ovvero eseguito le operazioni stesse, alle stesse condizioni e con le stesse modalità.

La Società ha adottato, in data 11 giugno 2010, una procedura per la realizzazione delle operazioni con parti correlate.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo XIX e Capitolo XVI, Paragrafo 16.4 del Prospetto.)

1.4.4 Rischi connessi al contratto di licenza di alcuni marchi del Gruppo

In data 11 dicembre 2008, l'Emittente ha stipulato con Enel un contratto di licenza con efficacia dal 1° dicembre 2008 in virtù del quale quest'ultima ha concesso all'Emittente il diritto d'uso non esclusivo del marchio "Enel Green Power" e di altri marchi del Gruppo Enel. In data 19 luglio 2010, l'Emittente ed Enel hanno rinnovato il contratto di licenza di uso del marchio stabilendone la durata sino al 30 giugno 2015.

Il contratto, tra l'altro, prevede: (i) la cessazione di efficacia dello stesso ove la licenziataria non sia più soggetta alla direzione e coordinamento della licenziante; (ii) che i marchi concessi in licenza non possano essere dati in sub-licenza e/o ceduti, senza il preventivo consenso della licenziante; (iii) l'obbligo da parte dell'Emittente, alla data di scadenza del contratto, di cessare immediatamente l'uso del marchio e provvedere a cambiare la propria denominazione sociale nel caso in cui questa sia identica ai marchi.

Nel caso di cessazione di efficacia del contratto o di mancato rinnovo a scadenza, l'Emittente è tenuto a modificare la propria denominazione sociale. La cessazione di efficacia del contratto e il conseguente obbligo di cessare l'uso del marchio "Enel Green Power" al termine del contratto e di modificare la propria denominazione sociale dell'Emittente potrebbero avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. A fronte di tale contratto, l'Emittente ha sostenuto un costo pari a Euro 54.205 nel corso del primo semestre 2010 e a Euro 119.000 nel corso dell'esercizio 2009.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.4 e Capitolo XIX, Paragrafo 19.1 del Prospetto.)

1.5 Rischi connessi all'effettiva realizzazione del Piano Industriale

In data 11 giugno 2010, il Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power ha approvato il Piano Industriale 2010-2014 (il "**Piano Industriale**") che contiene le linee guida strategiche e gli obiettivi di crescita del Gruppo per il prossimo quinquennio. Il Piano Industriale è basato su assunzioni di carattere generale di scenario tra le quali si segnalano, a titolo esemplificativo, l'evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica, delle materie prime, dei costi medi di investimento negli impianti, l'andamento di variabili macroeconomiche, nonché l'evoluzione del quadro regolatorio, con particolare riferimento all'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

Il Piano Industriale è basato anche su alcune assunzioni di carattere operativo, tra le quali, a titolo esemplificativo, la disponibilità tecnica e il tempo previsto per la realizzazione degli impianti e la disponibilità delle risorse ambientali.

In considerazione del carattere soggettivo delle assunzioni del Piano Industriale, qualora una o più delle assunzioni ad esso sottese non si verifichi o si verifichi solo in parte, o si verifichi a condizioni diverse da quelle assunte, anche a seguito di eventi, a oggi non prevedibili né quantificabili, riguardanti lo scenario o l'attività del Gruppo, le informazioni e le tendenze indicate nel Piano Industriale potrebbero discostarsi da quelle che si realizzeranno effettivamente.

Il Prospetto contiene previsioni e stime degli utili del Gruppo formulate sulla base della specifica conoscenza del settore di appartenenza, dei dati disponibili e della propria esperienza. Tali previsioni sono basate su ipotesi concernenti eventi ed andamenti futuri soggetti a incertezze e il cui mancato verificarsi potrebbe comportare scostamenti anche significativi rispetto alle previsioni e stime formulate (cfr. Sezione Prima,

FATTORI DI RISCHIO

Capitolo XIII, del Prospetto). La relazione della Società di Revisione sui dati previsionali riportati nel Prospetto è riportata in Appendice al Prospetto.

1.6 Rischi connessi al tasso di cambio

Il Gruppo è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi alla attività del Gruppo, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera, quali i dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto o vendita di partecipazioni, e in maniera marginale, dall'indebitamento denominato in valuta diversa dall'Euro (Cfr. Sezione I, Capitolo X, paragrafo 10.3.2 del Prospetto).

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 denominati in valuta estera.

Pur applicando in via continuativa la propria politica di copertura del rischio derivante dalle oscillazioni dei tassi di cambio mediante gli strumenti finanziari disponibili sul mercato, non si può escludere che future variazioni significative dei tassi di cambio – in particolare dell'Euro nei confronti del Dollaro e delle valute dei Paesi dell'America Latina – possano produrre effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1 del Prospetto).

Inoltre, essendo la valuta del bilancio consolidato di Gruppo rappresentata dall'Euro, variazioni negative dei rapporti di cambio – in particolare dell'Euro nei confronti del Dollaro e di questo nei confronti delle valute dei Paesi dell'America Latina in cui opera – potrebbero produrre, anche in sede di conversione dei bilanci delle partecipate estere, effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. Nel semestre chiuso al 30 giugno 2010, la porzione dei ricavi del Gruppo denominata in valute diverse dall'Euro era pari al 20,7% (al 31 dicembre 2009, tale dato era pari al 22,9%).

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.3.2 del Prospetto.)

1.7 Rischi connessi al tasso di interesse

Al 30 giugno 2010, l'89% dell'indebitamento finanziario lordo del Gruppo (ovvero il 72% dell'indebitamento a lungo termine) è espresso a tassi variabili (al 31 dicembre 2009, tale dato era pari rispettivamente al 93% dell'indebitamento finanziario lordo del Gruppo e al 72% dell'indebitamento a lungo termine).

Il Gruppo ha posto in essere delle politiche di gestione volte al miglioramento della propria situazione finanziaria complessiva nonché ad un'allocazione adeguata delle risorse finanziarie e al controllo dei rischi finanziari. In particolare, allo scopo di ridurre l'ammontare dell'indebitamento soggetto alla fluttuazione dei tassi di interesse e di minimizzare il costo dell'indebitamento il Gruppo utilizza varie tipologie di strumenti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate option*.

Sebbene il Gruppo abbia una politica attiva di gestione del rischio, in caso di aumento dei tassi di interesse e di insufficienza degli strumenti di copertura predisposti dal Gruppo, l'aumento degli oneri finanziari relativi all'indebitamento a tasso variabile potrebbe avere effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.3.1 del Prospetto.)

1.8 Rischi connessi ai rapporti con i partner strategici

In alcuni dei Paesi nei quali opera, il Gruppo persegue i propri programmi di sviluppo, tra l'altro, mediante accordi di *co-development* o *joint venture* (in alcuni casi, seppur limitati, con partecipazioni non di controllo) con operatori locali o internazionali. La scelta di stipulare accordi con sviluppatori od operatori terzi è generalmente motivata dall'opportunità di beneficiare dell'esperienza e presenza consolidate di tali soggetti sul mercato locale.

L'eventuale mancato accordo con i *partner* internazionali o locali in ordine alle modalità e ai termini di sviluppo di un progetto o alla gestione dello stesso potrebbe incidere negativamente sulle capacità di sviluppo di determinati progetti da parte del Gruppo.

Il Gruppo potrebbe, quindi, dover modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate aree o tecnologie, con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Inoltre, il Gruppo ha stipulato in alcuni Paesi accordi di sviluppo con *partner* locali, che prevedono specifici obblighi in capo agli stessi; qualora tali *partner* dovessero venire meno ai loro impegni ai sensi dei contratti conclusi, potrebbero determinarsi ritardi nel perseguimento degli obiettivi di sviluppo con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. L'eventuale uscita dei *partner* strategici da detti accordi di *joint venture* potrebbe altresì determinare la rinegoziazione con soggetti terzi di eventuali contratti stipulati dalla *joint venture* medesima che contengano clausole di risoluzione del contratto in caso di *change of control*.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto.)

1.9 Rischi connessi agli obblighi derivanti dai Power Purchase Agreements

In alcuni dei Paesi in cui il Gruppo opera (principalmente in Nord America e in America Latina), la vendita dell'energia prodotta dai singoli impianti è in parte effettuata attraverso la sottoscrizione di *power purchase agreements*, ossia contratti di lunga durata stipulati con acquirenti di energia, in base ai quali le società del Gruppo si impegnano a consegnare, in relazione a specifici impianti, tutta l'energia prodotta ovvero un determinato quantitativo di energia per il tempo di validità dei medesimi e il prezzo di cessione pattuito è generalmente indicizzato alla variazione dell'inflazione ovvero al prezzo di alcune *commodities* (quali il costo del petrolio, del carbone o del gas). Pertanto, nell'eventualità di una diminuzione della produzione di uno di tali impianti tale da non consentire la consegna del quantitativo di energia contrattualmente previsto, il Gruppo potrebbe dover acquistare l'energia necessaria all'adempimento degli impegni derivanti dai *power purchase agreements* ai prezzi di mercato, con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2 e Capitolo IX, Paragrafo 9.2.1 e Capitolo X, Paragrafo 10.3.3 del Prospetto).

FATTORI DI RISCHIO***1.10 Rischi connessi al contenzioso***

Nel corso del normale svolgimento della propria attività, il Gruppo è parte in numerosi procedimenti giudiziari civili e amministrativi, nonché in alcuni procedimenti arbitrali, anche di natura seriale, descritti nella Sezione I, Capitolo XX, Paragrafo 20.6.

Enel Green Power ha costituito nel proprio bilancio consolidato un fondo contenzioso legale destinato a coprire, tra l'altro, le passività che potrebbero derivare, secondo le indicazioni dei legali interni ed esterni, dalle vertenze giudiziali e da altro contenzioso in corso. Al 30 giugno 2010, tale fondo era pari complessivamente a Euro 25 milioni. In conformità con i principi contabili di riferimento, il fondo contenzioso legale copre soltanto quelle passività che il Gruppo ritiene probabili e ragionevolmente quantificabili. L'esposizione massima stimata per il rischio di soccombenza del Gruppo in relazione al contenzioso riportato nella Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.6 del Prospetto è pari a circa Euro 13 milioni per i quali è stato effettuato il relativo accantonamento al fondo contenzioso legale.

Inoltre, con riferimento ai contenziosi legali il cui esito negativo è considerato solo possibile, si precisa che la stima degli effetti finanziari complessivi è pari a circa Euro 6 milioni. Non è, pertanto, possibile escludere che il Gruppo possa essere in futuro tenuto a far fronte a oneri e obblighi di risarcimento non coperti dal fondo contenzioso legale ovvero coperti in misura insufficiente, con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.6 del Prospetto).

In ogni caso, il Gruppo non ritiene che le eventuali passività correlate all'esito delle vertenze in corso possano avere un impatto rilevante sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria.

1.11 Rischi connessi alle dichiarazioni di preminenza e alle informazioni sull'evoluzione del mercato di riferimento e sul posizionamento competitivo

Il Prospetto contiene alcune dichiarazioni di preminenza e stime sul posizionamento competitivo del Gruppo, formulate dal Gruppo stesso sulla base della specifica conoscenza del settore di appartenenza, dei dati disponibili e della propria esperienza.

Tali informazioni sono, ad esempio, riportate nella descrizione delle attività del Gruppo, dei mercati e del posizionamento competitivo del Gruppo, dei programmi futuri e delle strategie, nonché delle tendenze previste (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1 e 6.2 e Capitolo XII del Prospetto). Tali informazioni non sono state oggetto di verifica da parte di terzi indipendenti. I risultati, il posizionamento competitivo e l'andamento del Gruppo nei segmenti di attività potrebbero subire scostamenti significativi in futuro rispetto a quelli ipotizzati in tali dichiarazioni a causa di rischi noti e ignoti, incertezze e altri fattori enunciati, fra l'altro, nel presente Capitolo IV, Fattori di Rischio.

2 FATTORI DI RISCHIO RELATIVI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE E IL GRUPPO OPERANO***2.1 Rischi connessi alla normativa e alla regolamentazione dei settori di attività in cui opera il Gruppo***

Il Gruppo opera in un settore di attività altamente regolamentato. Le società del Gruppo sono tenute al rispetto di un elevato numero di leggi e regolamenti in ciascuno dei Paesi in cui operano e gli impianti in

FATTORI DI RISCHIO

esercizio e in corso di sviluppo di cui il Gruppo dispone debbono essere conformi a numerose disposizioni di legge o di regolamento dei medesimi Paesi.

In particolare, il Gruppo e gli impianti attraverso i quali opera sono sottoposti a normative internazionali, nazionali e locali che riguardano molteplici aspetti dell'attività del medesimo lungo tutta la filiera della produzione dell'energia elettrica. Tale regolamentazione concerne, tra l'altro, sia la costruzione delle centrali (per quanto riguarda l'ottenimento dei permessi di costruzione e ulteriori autorizzazioni amministrative), sia la loro messa in esercizio, sia la protezione dell'ambiente (normativa relativa al paesaggio, all'inquinamento acustico). Tale regime incide, quindi, sulle modalità di svolgimento delle attività del Gruppo. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili può dipendere anche dal sistema regolatorio che condiziona la remunerazione della produzione di energia elettrica da alcune fonti rinnovabili.

In particolare, la regolamentazione applicabile alle attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili varia da un Paese all'altro ed è suscettibile di evoluzioni future a volte non facilmente prevedibili, che potrebbero di conseguenza avere effetti positivi o negativi per il Gruppo.

L'eventuale adozione di provvedimenti normativi più restrittivi o sfavorevoli, al pari dell'imposizione di obblighi di adeguamento e modifica delle centrali esistenti o di ulteriori adempimenti connessi all'esercizio delle centrali (come nuove procedure per il monitoraggio e controllo) potrebbero comportare modifiche alle condizioni operative e richiedere un aumento degli investimenti, dei costi di produzione o comunque rallentare lo sviluppo delle attività del Gruppo.

Pertanto, eventuali mutamenti futuri nel quadro regolamentare del settore in cui opera il Gruppo a livello internazionale, nazionale o locale, potrebbero avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Inoltre, l'elevato grado di complessità e di frammentarietà della normativa nazionale e locale del settore delle energie rinnovabili, unita all'interpretazione non sempre uniforme delle medesime da parte delle competenti autorità, rende complessa l'azione degli operatori del settore, generando situazioni di incertezza e contenziosi giudiziari, con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto.)

2.2 Rischi connessi a modifiche delle politiche di incentivazione alla produzione di energie rinnovabili

Lo sviluppo futuro e la redditività della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dipende in maniera significativa dalle politiche nazionali e internazionali di incentivazione di tale attività messe in atto nei vari Paesi.

Alla Data del Prospetto, anche in attuazione degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas inquinanti stabiliti dal Protocollo di Kyoto, la maggior parte dei Paesi in cui il Gruppo opera, ovvero alcuni degli Stati Membri dell'Unione Europea, gli Stati Uniti d'America e alcuni dei Paesi dell'America Latina, hanno adottato da alcuni anni una politica di sostegno attivo ai progetti di produzione di energia da fonti rinnovabili. (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto).

Queste forme di incentivazione possono incidere in maniera significativa sulle prospettive reddituali della produzione da fonti rinnovabili per gli operatori del settore. Al 30 giugno 2010, la percentuale di energia elettrica prodotta dal Gruppo e soggetta a incentivazione era pari al 35% (dato storico che tiene conto

FATTORI DI RISCHIO

dell'Acquisizione di Ecyr dal 1° aprile 2010). Tale percentuale è destinata ad essere incrementata per effetto dei progetti di sviluppo del Gruppo in corso alla Data del Prospetto. La parte dei ricavi riveniente dall'incentivazione è pari, per l'esercizio 2009 e per il primo semestre 2010, rispettivamente al 24% e al 22% dei ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio *commodity* (al netto di Enel.si).

In particolare le fonti di energia rinnovabile, che presentano un Load Factor più ridotto rispetto a quello delle fonti tradizionali, sono in taluni casi caratterizzate da una redditività dipendente dalle politiche di incentivazione adottate nei vari Paesi, in misura maggiore rispetto alle fonti di generazione non rinnovabile. Tale dipendenza varia sensibilmente in ragione di numerosi fattori, quali ad esempio prezzo di mercato dell'energia, disponibilità di risorsa, investimento unitario e costi di esercizio. (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.1 del Prospetto.) Anche se le politiche di incentivazione per l'energia derivante da fonti rinnovabili sono state applicate in maniera continuativa nel corso degli ultimi anni, talune di esse hanno durata già determinata e potranno esaurirsi nei prossimi anni e non è possibile assicurare che tali politiche continueranno in futuro nei Paesi in cui il Gruppo opera e che gli impianti che il Gruppo metterà in esercizio in futuro potranno beneficiare delle incentivazioni attualmente in essere. In particolare, in Italia, il decreto legge n. 78 del 31 maggio 2010, recante "*Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica*", successivamente convertito nella Legge n. 122 del 30 luglio 2010, prevede all'art. 45 che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi in scadenza sia inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010 e che l'80% di tale riduzione dovrà derivare dal contenimento della quantità di certificati verdi in eccesso. L'attuazione di tale disposizione è rimandata a un successivo decreto da emanarsi entro il 31 dicembre 2010 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7.1 del Prospetto). La Società ritiene che la normativa contenuta nel D. L. n. 78 del 2010 sia compatibile con le previsioni degli utili contenute nel Piano e riportate nel paragrafo 13.1.3 del Prospetto (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XIII, Paragrafo 13.1.2 del Prospetto). Benché la produzione del Gruppo non sia interamente soggetta ad incentivazione e sia, soprattutto nei settori produttivi più maturi (idroelettrico e geotermico), economicamente sostenibile anche a prescindere dagli incentivi, eventuali mutamenti o ridimensionamenti delle misure volte a favorire lo sviluppo delle energie rinnovabili in determinati Paesi potrebbero indurre il Gruppo a modificare o ridurre i suoi piani di sviluppo nonché incidere negativamente sull'economicità della produzione da alcune fonti, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 e Capitolo IX, Paragrafo 9.2.2 del Prospetto.)

2.3 Rischi connessi agli impianti idroelettrici e geotermici in esercizio in regime di concessione amministrativa

Gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici del Gruppo in Italia sono operati in regime di concessione con scadenza rispettivamente al 2029 per la maggior parte dei primi e al 2024, ai sensi del D. Lgs. n. 22 del 2010, per i secondi. Alla scadenza, le concessioni idroelettriche saranno affidate sulla base di apposite procedure d'evidenza pubblica, secondo quanto previsto dall'articolo 12 del Decreto Bersani per le concessioni idroelettriche e dall'art. 9 del D. Lgs. n. 22 del 2010 per le concessioni geotermoelettriche.

Anche le centrali idroelettriche di Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. ("**Eufer**") e Enel Green Power España (con capacità installata pari a 57 MW) in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, la cui scadenza varia a seconda dell'impianto dal 2016 al 2061, e l'impianto idroelettrico di Fortuna, a Panama, opera attraverso una concessione con scadenza nel 2048.

FATTORI DI RISCHIO

Nonostante la costante attenzione rivolta al corretto esercizio dei summenzionati impianti e al rispetto della normativa vigente, non si può escludere che le concessioni in forza delle quali essi sono operati possano essere revocate o annullate ovvero non rinnovate alla scadenza.

L'eventuale revoca, annullamento o mancato nuovo affidamento di tali concessioni ovvero il relativo affidamento a condizioni economiche più svantaggiose per il Gruppo, anche in sede di rinnovo delle concessioni scadute, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto.)

2.4 Rischi connessi al rilascio dei permessi, delle concessioni e delle autorizzazioni amministrative per lo sviluppo, la realizzazione e l'esercizio degli impianti

Lo sviluppo, la realizzazione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica sono soggetti a procedure amministrative particolarmente complesse, che richiedono l'ottenimento di numerosi permessi da parte delle competenti autorità sia nazionali sia locali.

Tali procedure variano da Paese a Paese e le relative richieste possono essere rigettate dalle autorità competenti per numerose ragioni ovvero essere approvate con ritardi, anche significativi, rispetto alle tempistiche previste. L'ottenimento dei permessi può essere altresì ritardato o ostacolato dall'eventuale mutamento dell'assetto normativo nei singoli Paesi in cui il Gruppo opera o anche dall'opposizione delle comunità stanziate nelle aree interessate dai progetti.

L'eventuale mancato o ritardato ottenimento dei permessi, delle concessioni e/o delle autorizzazioni necessarie in relazione agli impianti in corso di sviluppo, la revoca, annullamento o il mancato rinnovo dei permessi e delle autorizzazioni ottenuti dal Gruppo in relazione agli impianti in essere nonché l'eventuale impugnativa da parte di soggetti terzi dei provvedimenti di rilascio di tali permessi, concessioni e autorizzazioni, potrebbe indurre il Gruppo a modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate aree o tecnologie, e/o determinare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto.)

2.5 Rischi connessi a possibili variazioni del prezzo di vendita dell'energia elettrica

I ricavi del Gruppo generati dalla vendita dell'energia prodotta dagli impianti di cui dispone dipendono dal prezzo di vendita dell'energia medesima.

In particolare, a seconda dei Paesi in cui il Gruppo opera, i prezzi di vendita possono essere determinati, in tutto o in parte, dalle autorità regolatrici per il tramite di meccanismi di incentivazione oppure dal mercato in cui l'energia è venduta; il prezzo determinato dal mercato può essere soggetto a rilevanti oscillazioni e variare in funzione di numerosi fattori, tra i quali la domanda di mercato, il costo delle materie prime usate dai produttori di energia da fonti non rinnovabili, il prezzo dei certificati verdi o forme simili di incentivazione. Per il primo semestre 2010, il 65% (dato storico che tiene conto dell'Acquisizione di Ecyr dal 1° aprile 2010) dell'energia venduta dal Gruppo avviene in regime non incentivato al prezzo prevalente di mercato. Per l'esercizio 2009, l'8% dell'energia venduta dal Gruppo è stata esposta alle fluttuazioni dei prezzi della Borsa Elettrica. Al fine di ridurre la propria esposizione alle fluttuazioni del prezzo di vendita

FATTORI DI RISCHIO

dell'energia, il Gruppo fa uso di derivati con finalità di copertura. Tali accordi hanno durata limitata nel tempo e non possono essere stipulati in relazione all'intera produzione del Gruppo stante la presenza di una componente variabile della medesima, in funzione, tra l'altro, delle condizioni climatiche e delle disponibilità delle risorse energetiche. Pertanto, eventuali oscillazioni significative del prezzo di vendita dell'energia elettrica, soprattutto se diverse dalle stime del Gruppo, potranno determinare una riduzione dei ricavi, dei margini reddituali e del ritorno sugli investimenti del Gruppo e/o potrebbero indurre quest'ultimo a modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate aree, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2 e Capitolo X, Paragrafo 10.3.3 del Prospetto.)

2.6 Rischi connessi alla classificazione della pipeline

Il Gruppo ha sviluppato internamente criteri e procedure specifici per la classificazione della propria *pipeline*, che possono variare rispetto a quelle utilizzate da altri operatori del settore e che non sono verificate o vagliate da terze parti.

In particolare, il Gruppo ha sviluppato una metodologia di classificazione dei progetti in funzione del differente livello di sviluppo e quindi della loro probabilità di successo, che li suddivide in "Potenziali", "Likely" e "Highly Confident". Il totale dei progetti costituenti la *pipeline* (pari, al 30 giugno 2010, a 29,9 GW) moltiplicato per le probabilità di successo dei medesimi (pari al 20% per i progetti "Potenziali", al 50% per i progetti "Likely" e al 90% per i progetti "Highly Confident") viene individuato dal Gruppo come *pipeline* netta. Al 30 giugno 2010, il valore della *pipeline* netta del Gruppo era pari a 8,8 GW (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.4).

La classificazione dei progetti in *pipeline* viene aggiornata periodicamente, attraverso la verifica per ciascun progetto dello stato di avanzamento alla luce dei seguenti elementi fattuali, e identificati sulla base dell'esperienza operativa maturata dalla struttura del Gruppo: (i) diritto di esclusiva sul progetto; (ii) diritti sui terreni; (iii) valutazione del sito e delle risorse; (iv) ottenimento dei permessi e (v) connessione alle reti di trasmissione.

Benché la classificazione dei progetti sia effettuata sulla base di procedure rigorose e di elementi quanto più possibile oggettivi, non può escludersi che le stime e previsioni effettuate dal Gruppo in relazione alla probabilità di successo dei progetti di sviluppo del Gruppo si rivelino inesatte, con possibili conseguenti effetti negativi sui progetti di crescita del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.4 del Prospetto.)

2.7 Rischi connessi all'individuazione di siti idonei per lo sviluppo dei progetti del Gruppo

La realizzazione di centrali eoliche, fotovoltaiche, geotermiche, idroelettriche e a biomasse richiede in primo luogo la selezione di siti idonei, in cui tali risorse siano presenti in misura sufficiente e siano soddisfatti altri requisiti specifici necessari a consentire la proficua messa in esercizio di un impianto, condizioni che si riscontrano in un numero limitato di siti.

Con riferimento alla disponibilità della risorsa energetica, in particolar modo, la realizzazione di parchi eolici richiede la presenza di particolari condizioni di vento e, analogamente, l'individuazione di siti per la

FATTORI DI RISCHIO

realizzazione degli impianti geotermici è limitata, per le stesse caratteristiche geofisiche dei siti, ad aree all'interno di un circoscritto numero di Paesi.

Inoltre, l'idoneità dei siti ai fini della realizzazione degli impianti è valutata, tra l'altro, in relazione alla prossimità degli stessi alla rete di trasmissione o di distribuzione dell'energia, all'idonea estensione dei terreni ed alla non eccessiva frammentazione della proprietà degli stessi, nonché all'eventuale presenza di vincoli di natura ambientale o paesaggistica, fattori che limitano ulteriormente il numero dei siti utilizzabili.

Qualora si riducesse in maniera rilevante la disponibilità o la capacità di aggiudicarsi, anche in considerazione della crescente concorrenza nel settore delle energie rinnovabili, siti utilizzabili per lo sviluppo di progetti caratterizzati da un'elevata redditività, il Gruppo potrebbe dover modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate aree o tecnologie, con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto.)

2.8 Rischi connessi ai costi per la realizzazione degli impianti

Lo sviluppo e la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica richiede investimenti di rilevante entità, che vengono recuperati in base ai ricavi generati, in un arco di lungo periodo che varia a seconda degli impianti realizzati.

Gli investimenti necessari per lo sviluppo e la costruzione di un impianto variano, tra l'altro, in base ai costi dei macchinari, della realizzazione delle opere civili e dell'interconnessione con la rete di trasmissione nonché alla disponibilità delle componenti degli impianti.

Un eventuale rilevante incremento di tali costi di sviluppo e realizzazione delle centrali del Gruppo potrebbe comportare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Il Gruppo intende finanziare gli investimenti programmati principalmente mediante il *cash flow* operativo. Qualora le fonti di autofinanziamento non fossero sufficienti, il Gruppo potrebbe dover ricorrere a ulteriori finanziamenti.

Qualora non riuscisse a finanziare gli investimenti programmati interamente o a condizioni vantaggiose, il Gruppo potrebbe dover modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate aree o tecnologie, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.2 e Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto.)

2.9 Rischi connessi all'elevato grado di competitività del settore della produzione di energia da fonti rinnovabili

Il settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è caratterizzato da un crescente grado di competitività che incide, tra l'altro, sulla disponibilità di siti idonei per la realizzazione degli impianti e sulla determinazione dei prezzi dell'energia e della componente incentivata.

Sebbene la Società ritenga che la propria scelta strategica di operare in molteplici aree geografiche e in più tecnologie riduca i rischi connessi all'elevato livello di pressione competitiva nel settore in cui il Gruppo opera, tuttavia, l'intensificarsi della pressione competitiva e l'eventuale insufficienza delle azioni poste in

FATTORI DI RISCHIO

essere dal medesimo per contrastarla potrebbero indurre il Gruppo a modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate aree o tecnologie, e/o determinare effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto.)

2.10 Rischi connessi all'interruzione dell'operatività degli impianti

Nello svolgimento della propria attività, il Gruppo è esposto a rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione del servizio in conseguenza di eventi non dipendenti dalla volontà delle società del Gruppo, quali incidenti, guasti o malfunzionamento di apparecchiature o sistemi di controllo, difetti di fabbricazione dei componenti degli impianti, calamità naturali, attentati e altri eventi straordinari simili. Il ripristino degli impianti a seguito di eventi di tale natura potrebbe causare un aumento dei costi, l'insorgenza di potenziali perdite, nonché la necessità di modificare il piano di investimenti del Gruppo. Inoltre, i malfunzionamenti o le interruzioni del servizio negli impianti potrebbero esporre il Gruppo al rischio di procedimenti legali, che in caso di esito negativo potrebbero determinare il sorgere di obblighi di risarcimento.

Benché il Gruppo ritenga di essere dotato di idonee coperture assicurative per gli eventi sopra menzionati, le medesime potrebbero risultare insufficienti per far fronte a interruzioni dell'operatività degli impianti. Il verificarsi di una o più delle circostanze sopra descritte potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 e Capitolo VIII, Paragrafo 8.1 del Prospetto.)

2.11 Rischi connessi alla dipendenza da linee e servizi di trasmissione operati da terze parti

La realizzazione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia necessita di un allaccio alla rete di trasporto o di distribuzione dell'elettricità al fine di trasmettere l'energia prodotta alla clientela o al mercato. Alla Data del Prospetto, il Gruppo non è proprietario né detiene il controllo delle reti di trasporto o distribuzione dell'energia in nessuno dei Paesi in cui opera, ad eccezione dei limitati tratti necessari per l'interconnessione degli impianti con la rete, e pertanto lo sviluppo e l'esercizio dei propri progetti è subordinato alla connessione degli impianti alle reti di trasmissione operate da soggetti terzi.

Inoltre, le reti di trasporto o di distribuzione possono essere soggette a congestione, incidenti o interruzioni del funzionamento e i gestori di tali reti potrebbero non rispettare le obbligazioni contrattuali relative al trasporto o alla distribuzione ovvero potrebbero recedere dai relativi contratti. Benché il Gruppo ritenga di essere dotato di idonee coperture assicurative e contrattuali in relazione a tali eventi, il verificarsi di una o più delle circostanze sopra descritte potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto.)

2.12 Rischi connessi alle variazioni climatiche

Il Gruppo opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica, geotermica, eolica, solare e altre fonti (biomasse e cogenerazione) che, per il primo semestre 2010 (dato storico che tiene conto dell'Acquisizione di Ecyr dal 1° aprile 2010), hanno rappresentato approssimativamente il 53% della

FATTORI DI RISCHIO

produzione complessiva del Gruppo per la fonte idroelettrica, il 25% per la fonte geotermica, il 20% per la fonte eolica, lo 0,1% per l'energia da fonte solare e l'1,9% per le altre fonti.

La disponibilità delle fonti idroelettrica, eolica e solare varia in funzione delle condizioni climatiche dei siti in cui si trovano i relativi impianti, e, in particolare, della piovosità per la prima, ventosità per la seconda e irraggiamento solare per la terza, mentre la fonte geotermica non è soggetta a variazioni connesse a mutamenti climatici.

Pertanto, eventuali condizioni climatiche avverse possono comportare una minore produttività e, dunque, redditività degli impianti del Gruppo, anche in riferimento alle misurazioni effettuate nella fase di sviluppo dei progetti sulla disponibilità della fonte e alle previsioni relative alle condizioni climatiche e alla conseguente redditività degli impianti, che potrebbero essere disattese.

Benché la diversificazione tecnologica consenta al Gruppo di mitigare i rischi connessi alle suddette variazioni, l'eventuale perdurare di condizioni meteorologiche avverse alle molteplici fonti nelle quali il medesimo opera potrebbe comportare una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti dal Gruppo, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.1 e 6.1.3 del Prospetto.)

2.13 Rischi connessi allo sfruttamento della risorsa geotermica

Il Gruppo opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte geotermica che, per il primo semestre 2010 (nonché per l'esercizio 2009 Pro-forma), rappresenta il 25% della produzione complessiva del Gruppo.

Ai fini della realizzazione e dell'esercizio degli impianti geotermici, il Gruppo effettua analisi volte all'individuazione dei serbatoi geotermici attraverso indagini geologiche, geochimiche, geofisiche e la perforazione di pozzetti esplorativi. Sulla base delle analisi raccolte, il Gruppo stima la potenzialità del campo geotermico per la vita dell'impianto e la conseguente produzione attesa della centrale.

Sebbene il Gruppo predisponga le suddette stime utilizzando metodologie consolidate e universalmente utilizzate nel campo operativo e scientifico, eventuali scostamenti dalle stime attese potrebbero avere un'incidenza negativa sulla produzione degli impianti con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1.1 e 6.1.3 del Prospetto.)

2.14 Rischi connessi all'instabilità politica, sociale ed economica dei Paesi in cui il Gruppo opera

Il Gruppo opera in alcuni Paesi (in particolare, alcuni Paesi dell'America Latina) che sono esposti a rischi connessi, tra l'altro, all'instabilità economica, sociale e politica, a un'elevata inflazione, a un'inadeguata tutela dei creditori a causa dell'assenza di procedure concorsuali efficienti, a limitazioni agli investimenti, ad eventuali espropriazioni e nazionalizzazioni e a fluttuazioni significative dei tassi di cambio. La Società non può escludere che il verificarsi di uno o più delle circostanze sopra indicate, in uno o più dei Paesi nei quali il Gruppo opera, possa determinare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2 del Prospetto.)

FATTORI DI RISCHIO**2.15 Rischi connessi all'evoluzione tecnologica**

Le tecnologie utilizzate nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare riferimento a quelle relative alle fonti eolica e solare, sono in continua evoluzione e sono soggette a mutamenti rapidi e a un costante processo di miglioramento.

Al fine di mantenere competitivo il costo dell'energia prodotta e di sviluppare le proprie attività, il Gruppo deve pertanto aggiornare continuamente le proprie tecnologie e effettuare attività di ricerca e sviluppo al fine di rendere le stesse più efficienti.

Qualora il Gruppo non fosse in grado di acquisire o sviluppare in maniera adeguata le tecnologie disponibili sul mercato nell'ambito delle varie fonti in cui opera, lo stesso potrebbe dover modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate tecnologie ovvero vedere ridotta l'efficienza dei propri impianti, con conseguenti possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo. Inoltre, il costo per lo sviluppo o acquisizione delle tecnologie necessarie è significativo e potrebbe aumentare, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 e Capitolo XI, Paragrafo 11.1 del Prospetto.)

2.16 Rischi connessi all'impatto degli impianti sull'ambiente circostante e sulla popolazione

La realizzazione degli impianti attraverso i quali il Gruppo opera potrebbe, in taluni casi, alterare o modificare l'*habitat* naturale circostante, e in particolare potrebbe incidere sul paesaggio, produrre incidenti, inquinamento acustico, nonché variazioni della flora e della fauna presenti.

La realizzazione di centrali eoliche, idroelettriche o geotermiche trova in determinate zone l'opposizione da parte di associazioni ovvero gruppi di soggetti locali in considerazione dell'asserita alterazione dello stato dei luoghi e del paesaggio precedente alla realizzazione dei medesimi.

Benché lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sia preceduto da studi di impatto ambientale, paesaggistico e sulla comunità circostante, nonché dall'organizzazione di incontri con i residenti e con ulteriori parti che possano avere interessi coinvolti nello sviluppo del progetto, gli impianti in corso di realizzazione potrebbero non essere accolti favorevolmente o accettati dalle popolazioni interessate. Inoltre, benché le normative di vari Paesi in cui il Gruppo opera prevedano procedure a salvaguardia dell'ambiente e del paesaggio circostante agli impianti, l'eventuale opposizione reiterata nel tempo delle popolazioni locali potrebbe condurre all'emanazione di ulteriori norme più restrittive ovvero rendere più difficile l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative e comportare un aumento dei costi.

L'eventuale opposizione alla realizzazione e/o all'esercizio di alcuni impianti del Gruppo, così come l'aumento dei ricorsi presso gli organi competenti potrebbero impedire o determinare ritardi nello sviluppo dei progetti con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto.)

2.17 Rischi connessi all'estensione dell'applicazione dell'ICI

Con l'articolo 1-*quinquies* del Decreto Legge del 31 marzo 2005, n. 44 – “recante disposizioni urgenti in materia di Enti Locali” – aggiunto in sede di conversione, dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'articolo 4 della Legge catastale, approvata con Regio Decreto Legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche “*nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti ad esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso. Pertanto, concorrono alla determinazione della rendita catastale, ai sensi dell'articolo 10 del citato regio decreto-legge, gli elementi costitutivi degli opifici e degli altri immobili costruiti per le speciali esigenze dell'attività industriale di cui al periodo precedente anche se fisicamente non incorporati al suolo. I trasferimenti erariali agli enti locali interessati sono conseguentemente rideterminati per tutti gli anni di riferimento*”. Per effetto della menzionata previsione normativa, la rendita catastale degli immobili che costituiscono impianti destinati alle esigenze di generazione elettrica è determinata tenendo conto anche delle parti rimovibili degli impianti stessi. Tale circostanza incide – fra l'altro – sulla determinazione della base imponibile ai fini dell'ICI. La Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con Ordinanza del 13 luglio 2006, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale del suddetto art. 1-*quinquies*. Con sentenza del 20 maggio 2008 la Corte Costituzionale ha ritenuto prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna e ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa. L'applicabilità dell'art. 1-*quinquies* al Gruppo comporta le seguenti conseguenze: (i) rilevanza del valore delle “turbine” nella valutazione catastale degli impianti; (ii) possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte dalla Società. Nella sentenza è stato altresì affermato che “[...] il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici [...] anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'articolo 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939” e non solo per centrali elettriche. Nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione, e la sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito. Enel Green Power, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continuerà a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, ma ha comunque provveduto all'adeguamento del Fondo rischi ed oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti. La Società non ha però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio. Nel caso in cui i contenziosi in essere dovessero avere un esito negativo per la Società o i comuni impositori sollevassero ulteriori contestazioni su impianti, sino ad oggi non oggetto di rilievi, Enel Green Power potrebbe essere tenuto a corrispondere ai comuni impositori una maggiore ICI. Il verificarsi dei suddetti eventi potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società.

(Cfr. Sezione I, Capitolo XX, Paragrafo 20.6 del Prospetto.)

2.18 Rischi connessi all'attuale congiuntura economica

La recente crisi che ha colpito il sistema bancario e i mercati finanziari, nonché il conseguente peggioramento delle condizioni macroeconomiche che hanno registrato una contrazione dei consumi e della

FATTORI DI RISCHIO

produzione industriale a livello mondiale hanno avuto come effetto, negli ultimi mesi, una restrizione delle condizioni per l'accesso al credito, un basso livello di liquidità nei mercati finanziari, e un'estrema volatilità nei mercati azionari e obbligazionari.

La crisi del sistema bancario e dei mercati finanziari ha condotto, assieme ad altri fattori, ad uno scenario di recessione economica in alcuni mercati geografici in cui il Gruppo opera, quali l'Italia, la Spagna, Grecia, altri Stati dell'Unione Europea e gli Stati Uniti d'America. Qualora questa fase di recessione economica si protrasse nel tempo in uno o più dei mercati in cui il Gruppo opera potrebbe comportare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

3 Fattori di rischio relativi alla Quotazione ed agli strumenti finanziari offerti**3.1 Rischi relativi alla possibile liquidità e volatilità delle azioni della Società**

Alla Data del Prospetto non esiste un mercato delle azioni della Società.

A seguito dell'Offerta Globale di Vendita le azioni ordinarie della società saranno negoziate sul MTA e su alcuni mercati regolamentati spagnoli. I possessori delle azioni potranno liquidare il proprio investimento mediante la vendita sul mercato.

Tuttavia, anche a seguito dell'ammissione alle negoziazioni sul mercato regolamentato, non è possibile garantire che si formi o si mantenga un mercato liquido per le azioni ordinarie della Società, rischio tipico dei mercati mobiliari.

A seguito della conclusione dell'Offerta, il prezzo di mercato delle Azioni potrebbe fluttuare notevolmente in relazione ad una serie di fattori – alcuni dei quali al di fuori del controllo della Società – e dunque non riflettere i reali risultati operativi del Gruppo.

(Cfr. Sezione II, Capitoli III, IV e V del Prospetto.)

3.2 Dati relativi all'Offerta Globale di Vendita e altre informazioni che saranno comunicate successivamente alla data di pubblicazione del Prospetto

Il Prezzo Massimo delle Azioni è pari a Euro 2,10 per Azione. Il Prezzo di Offerta, determinato secondo i criteri di cui alla Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.3.1 e che comunque non potrà essere superiore al Prezzo Massimo, sarà reso noto unitamente al ricavato derivante dall'Offerta Globale di Vendita calcolato sul Prezzo di Offerta – al netto delle commissioni riconosciute al consorzio per l'Offerta Pubblica e al Consorzio per l'Offerta Istituzionale – mediante pubblicazione di un avviso integrativo su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale e sul sito Internet della Società www.enelgreenpower.com entro i due giorni lavorativi dal termine del Periodo di Offerta e contestualmente trasmesso alla Consob. Tale avviso conterrà, inoltre, il controvalore del Lotto Minimo e del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato nonché i dati relativi alla capitalizzazione e ai moltiplicatori di prezzo dell'Emittente calcolati sulla base del Prezzo di Offerta.

(Cfr. Sezione Seconda, Capitolo V del Prospetto.)

3.3 Rischi connessi agli impegni temporanei all'inalienabilità delle azioni della società

Nell'ambito degli accordi che saranno stipulati per l'Offerta Globale di Vendita, l'Azionista Venditore e la Società assumeranno l'impegno di *lock-up* nei confronti dei Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita fino a 180 giorni decorrenti dalla data di inizio delle negoziazioni delle Azioni.

Alla scadenza degli impegni di *lock-up*, eventuali significative vendite di Azioni dell'Emittente da parte dell'Azionista Venditore, o la percezione che tali vendite potrebbero verificarsi, potrebbero determinare un effetto negativo sulle quotazioni delle azioni della Società.

(Cfr. Sezione II, Capitolo VII, Paragrafo 7.3 del Prospetto.)

3.4 Rischi connessi a potenziali conflitti di interesse

Il presente fattore di rischio evidenzia i rischi connessi ai potenziali conflitti di interesse in relazione all'Offerta degli istituti bancari facenti parte del Consorzio per l'Offerta Istituzionale e del Consorzio per l'Offerta Pubblica.

Gruppo Intesa Sanpaolo

Banca IMI ed il gruppo Intesa Sanpaolo vantano interessi significativi ed intrattengono rapporti d'affari con il Gruppo e con il Gruppo Enel, che potrebbero generare potenziali situazioni di conflitto d'interessi. In particolare:

- Banca IMI, che ricopre il ruolo di Joint Global Coordinator e Joint Bookrunner nell'ambito dell'Offerta Istituzionale nonché di Joint Lead Manager nell'ambito dell'Offerta Pubblica, garantirà insieme ad altri intermediari il collocamento delle Azioni. In relazione ai ruoli e all'impegno di garanzia assunti nell'ambito dell'Offerta, Banca IMI percepirà delle commissioni a fronte del servizio prestato;
- Banca IMI fa parte del gruppo Intesa Sanpaolo che presta in via continuativa servizi di advisory, di investment banking e vanta rilevanti rapporti di natura creditizia con il Gruppo e con il Gruppo Enel. Banca IMI ed il gruppo Intesa Sanpaolo, in relazione ai rapporti d'affari con il Gruppo e con il Gruppo Enel potranno essere, inoltre, chiamati a prestare ulteriori servizi di finanza aziendale e creditizi;
- Intesa Sanpaolo ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del pool di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009 ed è parte del pool di banche che hanno sottoscritto con Enel, in data 19 aprile 2010, una linea di credito rotativa dell'importo di Euro 10 miliardi (con durata di 5 anni);
- il gruppo Intesa Sanpaolo è emittente di strumenti finanziari collegati a titoli emessi dal Gruppo Enel;
- Banca IMI presta attività (inclusa l'attività di market making su mercati regolamentati e/o MTF) e servizi di investimento che possono avere ad oggetto gli strumenti finanziari emessi dal Gruppo Enel o altri strumenti finanziari collegati a questi ultimi.

Infine il gruppo Intesa Sanpaolo versa in una situazione di potenziale conflitto di interessi in quanto Enel, come indicato nella Sezione II, Capitolo III, Paragrafo 3.4 del Prospetto, intende utilizzare i proventi dell'Offerta Globale per la riduzione dell'attuale livello di indebitamento, e pertanto prospetticamente anche per il rimborso e/o riduzione dell'esposizione creditizia nei confronti del gruppo Intesa Sanpaolo.

FATTORI DI RISCHIOGruppo Credit Suisse

Credit Suisse riveste il ruolo di Joint Global Coordinator e Joint Bookrunner nell'ambito dell'Offerta Istituzionale. Credit Suisse ed il gruppo Credit Suisse prestano in via continuativa servizi di financial advisory e di investment banking nei confronti dell'Azionista Venditore. Credit Suisse ed il gruppo Credit Suisse, inoltre, vantano rapporti significativi di natura creditizia con il Gruppo Enel e Credit Suisse AG ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del pool di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007. Credit Suisse AG, inoltre, è parte del pool di banche che hanno sottoscritto con Enel, in data 19 aprile 2010, una linea di credito rotativa dell'importo di Euro 10 miliardi (con durata 5 anni).

Gruppo Goldman Sachs

Goldman Sachs International riveste il ruolo di Joint Global Coordinator e Joint Bookrunner nell'ambito dell'Offerta Istituzionale. Goldman Sachs International e il gruppo Goldman Sachs prestano in via continuativa servizi di financial advisory e di investment banking nei confronti dell'Azionista Venditore. Goldman Sachs International ed il gruppo Goldman Sachs, inoltre, vantano rapporti significativi di natura creditizia con il Gruppo Enel e hanno rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del pool di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007. Goldman Sachs International, inoltre, è parte del pool di banche che hanno sottoscritto con Enel, in data 19 aprile 2010, una linea di credito rotativa dell'importo di Euro 10 miliardi (con durata 5 anni). Goldman Sachs International, infine, presta attività e servizi di investimento (inclusi servizi di advisory, emissione e market-making) che possono avere ad oggetto attività o strumenti finanziari emessi dal Gruppo Enel.

Mediobanca

Mediobanca riveste il ruolo di Sponsor e di Responsabile del Collocamento per l'Offerta Pubblica di Vendita, e di Joint Global Coordinator e Joint Bookrunner nell'ambito dell'Offerta Istituzionale. Mediobanca presta in via continuativa servizi di advisory e di *investment banking* nei confronti del Gruppo e del Gruppo Enel. Mediobanca, inoltre, vanta rapporti significativi di natura creditizia con il Gruppo Enel e ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del pool di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009. Mediobanca, inoltre, è parte del pool di banche che hanno sottoscritto con Enel, in data 19 aprile 2010, una linea di credito rotativa dell'importo di Euro 10 miliardi (con durata di 5 anni).

Gruppo UniCredit

UniCredit Bank Milano ed il gruppo UniCredit vantano interessi significativi ed intrattengono rapporti d'affari con il Gruppo e con il Gruppo Enel che potrebbero generare potenziali situazioni di conflitto d'interessi. In particolare:

- UniCredit Bank Milano, che ricopre il ruolo di Joint Bookrunner nell'ambito dell'Offerta Istituzionale e di Lead Manager nell'ambito dell'Offerta Pubblica, garantirà insieme ad altri intermediari il collocamento delle Azioni;
- UniCredit Bank fa parte del gruppo UniCredit che presta in via continuativa servizi di advisory, di investment banking e vanta rilevanti rapporti di natura creditizia con il Gruppo e con il Gruppo Enel. UniCredit Bank Milano ed il gruppo UniCredit, in relazione ai rapporti d'affari con il Gruppo e con il Gruppo Enel, potranno essere, inoltre, chiamate a prestare ulteriori servizi di finanza aziendale e creditizi;

FATTORI DI RISCHIO

- UniCredit Bank Milano ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del pool di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009;
- il gruppo UniCredit è emittente di strumenti finanziari collegati a titoli emessi dal Gruppo Enel;
- UniCredit Bank Milano presta attività, (inclusa l'attività (i) di market making sia su covered warrant emessi da società del gruppo UniCredit aventi a sottostante azioni Enel sia su opzioni aventi a sottostante azioni Enel, ovvero (ii) di agente di calcolo su mercati regolamentati e/o MTF), e servizi di investimento che possono avere ad oggetto gli strumenti finanziari emessi dal Gruppo Enel.

Si evidenzia inoltre che il Sig. Piero Gnudi ricopre la carica di Presidente di Enel e di consigliere di amministrazione di UniCredit S.p.A.

Infine, il gruppo UniCredit versa in una situazione di potenziale conflitto di interessi in quanto Enel, come indicato nella Sezione II, Capitolo III, Paragrafo 3.4 del Prospetto, intende utilizzare i proventi dell'Offerta Globale per la riduzione dell'attuale livello di indebitamento, e pertanto prospetticamente anche per il rimborso e/o riduzione dell'esposizione creditizia nei confronti del gruppo UniCredit.

Barclays Bank PLC

Barclays Bank PLC attraverso la propria divisione di *investment banking* Barclays Capital, riveste il ruolo di Joint Bookrunner nell'ambito dell'Offerta Istituzionale. Barclays Bank PLC presta servizi di *advisory* e di *investment banking* nei confronti dell'Azionista Venditore. Inoltre, Barclays Bank PLC vanta rapporti significativi di natura creditizia con il Gruppo Enel e ha, inter alia, rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del *pool* di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007. Barclays Bank PLC è, inoltre, parte del pool di banche che hanno sottoscritto con Enel, in data 19 aprile 2010, una linea di credito rotativa dell'importo di 10 miliardi di Euro (con durata 5 anni).

Si evidenzia, inoltre, che il Sig. Fulvio Conti ricopre la carica di Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel e di consigliere di amministrazione non-esecutivo di Barclays Bank PLC.

(Cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.4.3 del Prospetto.)

CAPITOLO V – INFORMAZIONI SULL’EMITTENTE

5.1 Storia ed evoluzione dell’attività dell’Emittente

5.1.1 Denominazione sociale

L’Emittente è denominato “Enel Green Power Società per Azioni” (in forma abbreviata “EGP S.p.A.”).

5.1.2 Estremi di iscrizione nel Registro delle Imprese

L’Emittente è iscritto presso l’Ufficio del Registro delle Imprese di Roma al n. 10236451000.

5.1.3 Data di costituzione e durata dell’Emittente

Enel Green Power S.p.A. è stata costituita sotto forma di società per azioni di diritto italiano, in virtù di atto di scissione parziale di Enel Produzione S.p.A. del 27 novembre 2008, con efficacia a decorrere dal 1° dicembre 2008.

Ai sensi dell’art. 3 dello Statuto, la durata dell’Emittente è stabilita fino al 31 dicembre 2100 e può essere prorogata, una o più volte, con deliberazione dell’assemblea degli azionisti.

5.1.4 Domicilio e forma giuridica, legislazione in base alla quale opera l’Emittente, Paese di costituzione e sede sociale

L’Emittente è costituito in Italia in forma di società per azioni e opera in base alla legislazione italiana.

L’Emittente ha sede legale in Roma, viale Regina Margherita n. 125, numero di telefono +39.06.83051.

5.1.5 Fatti rilevanti nell’evoluzione dell’attività dell’Emittente e del Gruppo

Le origini delle attività facenti capo al Gruppo

Benché l’Emittente sia stato costituito in data 1° dicembre 2008, le origini delle attività attualmente facenti capo al Gruppo risalgono al 1962 con la costituzione dell’Ente Nazionale per l’Energia Elettrica, ente nazionale al quale era riservato il compito di esercitare le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita di energia elettrica, operante sin dalla sua costituzione nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, sin da allora veniva prodotta energia elettrica da impianti idroelettrici e geotermoelettrici e veniva effettuata attività di ricerca e sviluppo nel Paese nel settore fotovoltaico, termosolare ed eolico.

A seguito della trasformazione nel 1992 dell’Ente Nazionale per l’Energia Elettrica in società per azioni e del mutamento della sua denominazione in Enel S.p.A., in attuazione della strategia dell’Enel di realizzare un modello di sviluppo sostenibile, creando le condizioni e le strutture industriali a ciò idonee, veniva costituita nel maggio del 1999 ERGA S.p.A. (“**ERGA**”), società per le Energie Rinnovabili Geotermiche e Alternative interamente controllata da Enel.

Da ERGA a Enel Green Power

Alla data della sua costituzione, ERGA disponeva di impianti eolici, geotermici e fotovoltaici già in esercizio. Negli anni 2000 e 2001 venivano conferiti a ERGA gli impianti mini-idro detenuti da Enel in Italia e veniva trasferito a ERGA Conphoebus, un importante centro di ricerca nel settore delle energie rinnovabili sito in Catania. In attuazione del proprio piano di sviluppo, negli anni successivi alla sua costituzione ERGA persegue una politica di espansione nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, mediante rilevanti acquisizioni di società operanti negli Stati Uniti d’America e Canada (nel 2000, l’acquisizione di

CHI Energy, produttore indipendente di energia da fonti alternative) e in America Centrale e Meridionale (nel 2001, l'acquisizione di Energia Global International, Ltd. con impianti in Costa Rica, Cile, Guatemala e investimenti in El Salvador) nonché nel settore fotovoltaico, mediante la costituzione, nel 1999, di Enel.si per l'offerta di soluzioni alle famiglie e alle aziende nel settore dell'impiantistica elettrica e dei servizi integrati, attiva, tra l'altro, nell'installazione e offerta di impianti fotovoltaici.

Nel febbraio del 2001, ERGA è stata interessata da una scissione parziale da Enel Produzione, società del Gruppo Enel, finalizzata a riordinare il perimetro degli impianti idroelettrici dalle stesse posseduti nel territorio nazionale. Tale operazione è consistita prevalentemente nel trasferimento da parte di Enel Produzione di 18 centrali idroelettriche e del posto di teleconduzione di Marginone e nella cessione da parte di ERGA di 9 centrali idroelettriche.

Nel dicembre del 2001, ERGA ha cambiato la propria denominazione in Enel GreenPower S.p.A. ("**Enel Green Power**"), quale società del Gruppo Enel operante a livello internazionale nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Nel giugno 2002 Enel Produzione ha partecipato e vinto la gara internazionale per la selezione del socio strategico in GESAL (ora LaGeo), società statale per la generazione di energia geotermica in El Salvador; attraverso investimenti successivi Enel ha raggiunto il 36% circa del capitale sociale di LaGeo.

Nel dicembre del 2003, Enel ha acquisito da Unión Fenosa Generacion S.A. ("**Unión Fenosa**") una partecipazione pari all'80% del capitale di Unión Fenosa Energias Especiales S.A. (allora integralmente controllata da Unión Fenosa e successivamente acquisita da Gas Natural), società spagnola specializzata nell'energia da fonti rinnovabili, che ha quindi mutato la propria denominazione in Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. ("**Eufer**"). L'accordo tra Enel e Unión Fenosa prevedeva altresì un'opzione a favore di quest'ultima per il riacquisto del 30% del capitale di Eufer. A seguito dell'esercizio di tale opzione nel 2006, il capitale di Eufer risulta pariteticamente ripartito tra i due soci, che hanno altresì concluso accordi per la gestione congiunta della società. Successivamente, Enel ha proceduto alla riorganizzazione delle sue partecipazioni in Eufer conferendola dapprima a Enel Investment Holding B.V. la quale, a sua volta, la ha conferita a Enel Green Power International B.V. (*Cfr.* il successivo paragrafo).

Nel corso del 2004 la controllata Enel North America ha acquisito un portafoglio di 5 impianti mini-idro per complessivi 27 MW in Idaho e California.

La fusione in Enel Produzione e lo sviluppo delle attività all'estero

Nell'ambito della riorganizzazione della struttura del gruppo facente capo a Enel, nel maggio del 2005, è stipulato l'atto di fusione per incorporazione di Enel Green Power in Enel Produzione, che a quella data ne deteneva l'intero capitale sociale.

Dal 2005 il Gruppo Enel continua a sviluppare la propria produzione di energia da fonti rinnovabili, a realizzare importanti acquisizioni, consolidare la propria presenza nel settore dell'energia da fonti rinnovabili in Nord America, in America Centrale e America Latina conferendo tutte le attività internazionali in capo alla Divisione Internazionale del Gruppo Enel.

In particolare:

(i) *In Italia:*

- Nel settore geotermico, Enel ha stipulato nel dicembre 2007 un protocollo con la Regione Toscana e con gli enti territoriali interessati in base al quale le parti si sono impegnate a

collaborare per uno sviluppo sostenibile della geotermia, per la valorizzazione dei territori che ospitano i giacimenti nonché per la tutela dell'ambiente e della popolazione residente.

(ii) *Nel resto d'Europa:*

- Nel luglio del 2006, Enel ha acquisito l'intero capitale di Erelis S.a.s., società francese attiva nello sviluppo di parchi eolici.
- Nel maggio del 2007, Enel ha sottoscritto un accordo per l'acquisto in Grecia di impianti eolici e idroelettrici già operativi e di futura costruzione per una capacità installata complessiva di 127 MW, posseduti pariteticamente da Damco Energy (gruppo Copelouzos) e da International Constructional (gruppo Samaras). Inoltre, nel luglio 2008, Enel ha firmato un accordo con Damco Energy e International Constructional per acquisire il 30% (con diritto di portare la quota all'80%) di una serie di progetti eolici in sviluppo localizzati principalmente in Tracia, nelle Cicladi, nel Peloponneso e in Eubea.
- Nell'ottobre del 2007, Enel Investment Holding ha acquisito l'intero capitale della società rumena Blue Line S.R.L., titolare di diritti per lo sviluppo di progetti eolici nella regione di Dobrogea, in Romania.

(iii) *In Nord America:*

- Nel settembre del 2006, Enel North America Inc ha acquisito una partecipazione del 45% nel capitale di TradeWind Energy L.L.C., operatore eolico statunitense con sede in Kansas, attivo nello sviluppo di progetti in Kansas, Missouri, Illinois e altri Stati del Midwest. Enel North America ha inoltre concluso con Tradewind un accordo per lo sviluppo congiunto di progetti eolici nel Midwest e in altre aree degli Stati Uniti, che conferisce a Enel North America il diritto ad acquisire la proprietà e la gestione degli impianti da realizzare.
- Nel marzo del 2007, Enel North America Inc. ha effettuato l'acquisizione di AMP Resources L.L.C. titolare di un progetto geotermico in esercizio e ulteriori progetti in avanzato stadio di sviluppo, situati in California, Nevada e nello Utah.
- Nel corso del 2008 Enel North America, attraverso società controllate, ha completato la realizzazione del parco eolico di Snyder, in Texas, con capacità installata pari a 63 MW e del parco eolico di Smoky Hills, in Kansas, con capacità installata di 250 MW, realizzato in due fasi a partire dal 2007 (Cfr: Sezione Prima, Capitolo VI del Prospetto).

(iv) *In America Centrale e Meridionale*

- Nel giugno del 2006, Enel Latin America ha stipulato con il gruppo Rede un contratto per l'acquisizione di 10 società brasiliane, titolari di concessioni per 20 impianti mini-idro, conclusasi nell'ottobre del medesimo anno.
- Nell'agosto del 2006, Enel Investment Holding, società di diritto olandese controllata da Enel, ha acquisito una partecipazione del 24,55% in EGE Fortuna S.A. (Fortuna), società di generazione idroelettrica panamense. Nel febbraio 2007, Enel Investment Holding ha effettuato un'ulteriore acquisizione con la quale ha aumentato la sua partecipazione in Fortuna sino al 49%, venendo così a detenere il controllo e la gestione operativa della stessa e ha successivamente acquisito un ulteriore 1,1% dall'azionista fondo pensione dei dipendenti dell'impianto idroelettrico denominato "Fortuna", arrivando pertanto a essere titolare del

50,1% del capitale della società. Ulteriore azionista di Fortuna è il governo panamense con il 49,9% del capitale.

- Nel dicembre del 2007, Enel Investment Holding B.V. ha completato l'acquisizione dell'intero capitale della società Inelec, titolare di tre impianti idroelettrici in Messico, da SLAP II Luxembourg S.A.R.L. (un ente gestito da Conduit Capital Partners L.L.C., società di *private equity* e dal Grupo Qualita/Comexhidro). Inelec è stata successivamente trasferita ad Enel Latin America B.V..
- Nel luglio del 2008, Enel Latin America L.L.C. – alla quale è successivamente succeduta Enel Latin America, B.V. – ha sottoscritto con SoWiTec do Brasil Energias Alternativas Ltda. (società controllata dall'operatore tedesco SoWiTec international GmbH) un accordo per lo sviluppo di parchi eolici in Brasile per una capacità complessiva di 1.000 MW (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2.3 del Prospetto).

La costituzione di Enel Green Power e la riorganizzazione della struttura del Gruppo

Nel corso del 2008, in considerazione degli obiettivi del Protocollo di Kyoto, ratificato con legge n. 120 del 2002, nonché del Piano Energetico dell'Unione Europea varato nel gennaio 2008, Enel – nell'ambito della propria politica volta a perseguire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e il miglioramento della qualità dell'ambiente – ha ritenuto di preminente interesse la valorizzazione del settore delle energie rinnovabili e ha pertanto attribuito al medesimo un ruolo autonomo nell'ambito del Gruppo Enel, anche in relazione al profilo societario.

A tal fine, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato la riorganizzazione delle attività nel settore delle fonti rinnovabili in data 13 maggio e 11 settembre 2008, attraverso la costituzione della Divisione Energie Rinnovabili, per lo sviluppo e la gestione di tutte le attività di generazione di energia da fonti rinnovabili del Gruppo sia in Italia sia all'estero, al fine di garantirne l'integrazione e la crescita in coerenza con le strategie di Enel. Il Consiglio di Amministrazione di Enel ha, inoltre, approvato la costituzione di Enel Green Power, quale struttura organizzativa e societaria che raggruppi e alla quale facciano capo tutte le attività della Divisione Energie Rinnovabili.

Enel Green Power è stata quindi costituita il 1° dicembre 2008, per effetto della scissione parziale di Enel Produzione, ed è risultata beneficiaria del ramo d'azienda comprendente a tale data, in particolare, la totalità degli impianti di produzione geotermici, eolici, fotovoltaici e gran parte di quelli idroelettrici non programmabili presenti in Italia nonché delle partecipazioni detenute da Enel Produzione nelle società LaGeo S.A. de CV (pari al 36,2%) e Geotermica Nicaraguense S.p.A. (pari al 60%), operanti nel settore delle fonti rinnovabili in America Latina, e nella società Portoscuso Energia S.r.l. (oggi ridenominata Enel Green Power Portoscuso S.r.l.) che sta sviluppando un progetto di realizzazione di un parco eolico in Sardegna.

L'atto di scissione stabilisce che eventuali sopravvenienze attive o passive che si dovessero manifestare successivamente alla data di efficacia della scissione (1° dicembre 2008) rimarranno rispettivamente a beneficio o a carico di Enel Green Power purché siano inerenti al ramo di azienda oggetto della scissione e ai relativi elementi patrimoniali e rapporti giuridici. In deroga a quanto sopra, a garanzia dell'Emittente, le parti hanno convenuto che rimanessero integralmente in capo a Enel Produzione le sole sopravvenienze passive derivanti dai rapporti inerenti ai canoni concessori dovuti e non corrisposti alla data di efficacia della scissione, non menzionati nel progetto di scissione. Alla Data del Prospetto, per quanto a conoscenza dell'Emittente, l'importo dei suddetti canoni concessori dovuti e non corrisposti richiesto dagli enti concedenti non è significativo.

Il processo di riorganizzazione delle energie rinnovabili del Gruppo Enel è proseguito con il trasferimento a Enel Green Power:

- della partecipazione totalitaria detenuta da Enel in Enel.si, deliberato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 23 dicembre 2008 e efficace a far data dal 1° gennaio 2009;
- delle partecipazioni detenute da Enel Investment Holding B.V. in Enel Green Power International B.V., rappresentanti l'intero capitale sociale della *sub-holding* olandese, che deteneva le partecipazioni in società estere facenti parte del Gruppo Enel operanti nel settore delle fonti rinnovabili, deliberato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 23 dicembre 2008 e efficace a far data dal 1° gennaio 2009;
- del capitale sociale di Enel Erelis S.a.s. (oggi Enel Green Power France), acquisita da Enel Green Power International B.V. in data 30 ottobre 2009, deliberato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 14 ottobre 2009.

In data 4 dicembre 2009, veniva inoltre costituita quale *sub-holding* alla quale fanno capo tutte le partecipazioni detenute dal Gruppo in Grecia, Enel Green Power Hellas S.A., società di diritto greco interamente partecipata da Enel Green Power International B.V., in esecuzione della delibera del Consiglio di Amministrazione della Società del 5 novembre 2009.

Eventi recenti rilevanti connessi all'attività del Gruppo

Si riporta di seguito una descrizione sintetica dei principali eventi connessi alle attività del Gruppo, relativi all'esercizio 2009 e 2010, suddivisi in relazione alle *business unit* attraverso cui il Gruppo opera (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI del Prospetto).

Italia ed Europa

Nell'ambito del **settore idroelettrico**, in data 18 maggio 2009 è stato acquistato in Grecia l'impianto idroelettrico di Glafkos Hydroelectric Station, con una capacità installata di 5 MW.

Inoltre, nel mese di luglio 2010, nell'ambito dell'operazione di cessione a Mytilineos Holdings S.A. della quota, pari al 50,01% del capitale sociale, detenuta da Endesa Desarrollo S.L., società controllata da Enel, nella società Endesa Hellas Power Generation and Supplies S.A., Enel Green Power ha acquisito dalla medesima Endesa Hellas alcuni impianti *mini-hydro* già in servizio, con una capacità installata pari a circa 2,8 MW, nonché alcuni impianti *mini-hydro* in costruzione, per complessivi 6,35 MW.

Nell'ambito del **settore geotermico**, nel corso del 2009, il Gruppo ha messo in esercizio in Italia, nell'area di Larderello, la centrale di Sasso II, con una capacità installata di 16 MW. Inoltre, nella stessa zona, il Gruppo ha messo in esercizio in Italia la centrale Nuova Lagoni Rossi, derivante dal rinnovamento di una centrale preesistente, che aggiunge 14 MW di capacità installata. Entrambi i progetti, espressione del *know how* detenuto da Enel Green Power in campo geotermico, sono realizzati dalle strutture interne di ingegneria di Enel Green Power e presentano elementi innovativi che li pongono all'avanguardia dell'attuale sviluppo tecnologico per questa categoria di impianti. Le centrali rispettano elevati *standard* ambientali e di inserimento paesaggistico ed inoltre sono dotate di un innovativo sistema di telesupervisione e telediagnostica che consente il completo controllo a distanza del gruppo e la prevenzione di eventuali anomalie di funzionamento.

Nell'ambito del **settore eolico**, il Gruppo nel 2009 ha messo in esercizio Italia i seguenti impianti:

- **Molise** – In data 7 gennaio 2009, il Gruppo ha messo in esercizio gli impianti eolici di Acquaspruzza 2 (Isernia), il più grande realizzato nel 2008 dal Gruppo, e Civitacampomarano (Campobasso).
- **Sardegna** – Nel corso del 2009, il Gruppo ha messo in esercizio nuovi parchi eolici ed aerogeneratori in Sardegna. In particolare: (i) in data 23 luglio 2009, sono entrati in funzione nuovi aerogeneratori nel parco eolico di Sedini (SS); (ii) in data 23 luglio è entrato in esercizio l'impianto eolico di Littigheddu; (iii) in data 9 febbraio 2010, sono entrati in esercizio nuovi aerogeneratori nei Comuni di Tula ed Erula (SS).

In data 13 gennaio 2010, Enel Green Power ha acquistato da MKF McKelcey Funds S.A. la maggioranza delle quote delle società Maicor Wind S.r.l. ed Enerlive S.r.l., società titolari di una pipeline di 3 progetti eolici in provincia di Catanzaro, per una potenza complessiva di 64 MW. Tali impianti, per i quali è terminato il procedimento di autorizzazione, sorgeranno in zone ad alta producibilità eolica (Comuni di Maida, Cortale e San Floro) ed entreranno in esercizio nel 2011.

In data 17 febbraio 2010, Enel Green Power ha stipulato con Italgest Energia S.p.A. un accordo, in base al quale ha acquisito l'intero capitale sociale di Italgest Wind S.r.l. (oggi Enel Green Power Puglia S.r.l.) che ha in progetto di realizzare 4 parchi eolici in Puglia, uno dei quali autorizzato e gli altri tre in fase avanzata di iter autorizzativo. I parchi sorgeranno in zone ad alta producibilità eolica nei comuni di Torre Santa Susanna, Bovino, Nardò, Panni.

In data 16 marzo 2010, Enel Green Power ha stipulato con Eurowind S.A. un contratto di investimento e di compravendita di partecipazioni relativo al 51% delle quote di Energia Eolica S.r.l., società titolare di un progetto eolico da 20 MW nel Comune di Trapani; la data del *closing* per il trasferimento delle quote è stabilita in funzione del verificarsi di alcune condizioni.

Per quanto riguarda il resto d'Europa:

- **Grecia** – Il Gruppo ha messo in esercizio due nuovi parchi eolici in Grecia in conseguenza dell'accordo sottoscritto con Damco Energy (gruppo Copelouzos) e International Constructional (gruppo Samaras) nel 2007. In particolare, in data 22 aprile 2009, è stata completata l'acquisizione del parco eolico di Koutsoutis, con una potenza installata di 12 MW, e, in data 13 luglio 2009, di un parco eolico, con capacità installata di 19 MW, nella località di Lithos-Achaia. Inoltre, in data 23 ottobre 2009, il Gruppo ha stipulato un accordo relativo, tra l'altro, all'acquisizione di due società dei gruppi Domiki Crete ed ATESE: (i) "Aioliko Voskerou S.A.", con un parco eolico da 6 MW in esercizio nella Prefettura di Heraklion a Creta e la *pipeline* della società, nonché (ii) "Aioliko Kouloukonas S.A.", con un'autorizzazione ad installare un parco eolico nella Prefettura di Rethymnon, a Creta. Inoltre, in data 1° luglio 2010, nell'ambito dell'operazione di cessione a Mytilineos Holdings S.A. della quota, pari al 50,01% del capitale sociale, detenuta da Endesa S.A., società controllata da Enel, nella società Endesa Hellas Power Generation and Supplies S.A., Enel Green Power ha acquisito dalla medesima Endesa Hellas alcuni impianti eolici già in servizio, con una capacità installata pari a circa 6 MW.
- **Francia** – Il Gruppo ha messo in esercizio nuovi parchi eolici e aerogeneratori. In particolare: (i) in data 2 aprile 2009 è stato completato il parco eolico di Leign ar Gasprenn nel comune di Colorec con una capacità installata complessiva di 8 MW; (ii) in data 23 luglio 2009, è entrato in funzione un nuovo parco eolico in località Les Eparmons Haute Marne, nella regione di *Champagne Ardenne*, con una capacità installata pari a 12 MW; (iii) in data 24 settembre 2009, è entrato in esercizio il parco eolico di *Beauséjour*, della capacità installata netta pari a 10 MW; (iv) in data 21 ottobre 2009, sono entrati in

esercizio nuovi aerogeneratori (per una capacità complessiva di 18 MW) nei siti di Le Nouret e Le Noyer, entrambi nella *Vallée d'Arce*, nella Regione di *Champagne-Ardenne*. Grazie all'entrata in esercizio delle nuove pale eoliche, tali impianti sono in grado di produrre oltre 47.000 MWh; (v) in data 2 dicembre 2009, sono entrati in esercizio ulteriori nuovi aerogeneratori (per una capacità complessiva di 12 MW) presso il parco eolico di *La Druine*, situato nella *Vallée d'Arce*, nella Regione di *Champagne-Ardenne*; con tale impianto è stato completato il parco eolico della *Vallee d'Arce*, che presenta capacità complessiva installata pari a 30 MW; (vi) nel mese di agosto 2010, è entrato in esercizio l'impianto eolico di Haut de Conge, nella regione di Champagne-Ardenne, con una capacità installata complessiva di 24 MW; (vii) inoltre, in data 22 settembre 2010, Enel Green Power France ha acquistato da Gamesa Energia S.A. il 100% delle quote di Société d'Exploitation Du Parc Eolien De La Bouleste SAS, società titolare di un impianto eolico in esercizio nella regione di Midi-Pyrénées, per una capacità installata complessiva di 10 MW. Con l'entrata in esercizio dell'impianto di Haut de Conge e l'acquisizione del parco eolico di La Bouleste, la capacità totale installata nell'eolico dal Gruppo in Francia ha raggiunto 102 MW.

- **Bulgaria** – In data 6 ottobre 2009, il Gruppo ha messo in esercizio la centrale eolica di Kamen Briag, con una capacità installata di 21 MW e nel maggio 2010 ha messo in esercizio la centrale eolica di Shabla, con una capacità installata di 21 MW. Entrambi i progetti sono stati acquisiti alla fine del 2008 da Enel Green Power Bulgaria, che ha a tal fine stipulato un accordo con Global Wind Power Bulgaria (società controllata da Global Wind Power).

Nell'ambito del **settore solare**, il Gruppo ha stipulato nel 2009 e nel 2010 alcuni importanti accordi per lo sviluppo della propria attività nell'intera filiera del solare. In particolare:

- Il 23 ottobre 2009, presso il Parco mediceo di Pratolino (FI), è stato inaugurato, dopo 3 anni di ricerca, l'“Impianto Diamante”, un sistema integrato di produzione e stoccaggio di energia rinnovabile. L'impianto, mediante serbatoi a idruri metallici per l'idrogeno, è in grado di immagazzinare l'energia prodotta da pannelli fotovoltaici, in silicio monocristallino, durante il giorno e di rilasciarla durante la notte.
- In data 4 dicembre 2009, Enel Green Power ha stipulato un accordo con il Centro Ingrosso Sviluppo Campania e uno con l'Interporto Campano per la realizzazione di un impianto fotovoltaico *roof-top* nel Comune di Nola in Campania, con capacità installata complessiva pari a 25 MW, che entrerà in esercizio nel quarto trimestre del 2010. Tali accordi prevedono, infatti, che l'impianto sia realizzato, mediante innovativi moduli fotovoltaici flessibili a film sottile in silicio amorfo, da installarsi sulle coperture di immobili commerciali e logistici di proprietà del Centro Ingrosso Campania e dell'Interporto Campano, concesse in locazione a Enel Green Power fino al 31.12.2030 (salvo proroga in caso di ritardo di messa in funzione dell'impianto).
- In data 4 gennaio 2010, Enel Green Power, Sharp Corporation (“**Sharp**”) e STMicroelectronics N.V. (“**STM**”) hanno firmato un accordo finalizzato alla realizzazione di una fabbrica per la produzione di celle e di moduli fotovoltaici. L'impianto sarà localizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile. A tal fine, STM ha costituito la società 3Sun S.r.l., a cui ha conferito la proprietà del sito industriale di Catania e, in data 30 luglio 2010, Enel Green Power e Sharp hanno sottoscritto l'aumento di capitale di 3Sun a essi riservato, per l'importo di Euro 120.020.000,00, acquisendo una partecipazione pari al 33,33% ciascuna nella medesima società e hanno contestualmente versato il relativo importo. Sempre in data 4 gennaio 2010, Enel Green Power e Sharp hanno inoltre sottoscritto un accordo per la creazione di una *joint venture* paritetica con l'obiettivo di sviluppare entro il 2016 nuovi campi fotovoltaici nella

regione EMEA con *focus* sull'area mediterranea, utilizzando i pannelli prodotti nell'impianto di Catania. La *joint venture*, denominata Enel Green Power & Sharp Solar Energy S.r.l. (ESSE), è partecipata al 50% dall'Emittente e al 50% da Sharp, sia direttamente sia indirettamente, mediante la società controllata Sharp Electronics (Italia) S.p.A. che detiene una partecipazione pari al 10%.

- In data 26 gennaio 2010, Enel Green Power e il gruppo Marcegaglia hanno stipulato un accordo di *joint venture* per la realizzazione e gestione di un impianto fotovoltaico da 4 MW sulle coperture di fabbricati industriali del gruppo Marcegaglia. Il progetto sarà realizzato a Taranto sulle coperture degli stabilimenti del gruppo Marcegaglia, in parte realizzato in totale integrazione architettonica parte mediante l'impiego di innovativi moduli fotovoltaici flessibili a film sottile, in silicio amorfo.
- In data 18 marzo 2010, Enel Green Power e Finpiemonte Partecipazioni S.p.A. (società a prevalente capitale della Regione Piemonte) hanno costituito la società Enel Green Power Strambino Solar S.r.l. al fine di realizzare e gestire un impianto fotovoltaico di circa 3 MW a Strambino, in provincia di Torino che si prevede entrerà in servizio entro la fine del 2010 e sarà realizzato con pannelli fotovoltaici in silicio policristallino.
- Nel marzo 2010, l'Emittente, unitamente alle società NAREVA Holding (Marocco), Red Eléctrica Internacional (Spagna) e Saint-Gobain (Francia), ha aderito alla *joint venture* Desertec Industrial Initiative della Desertec, società per lo sviluppo di un quadro di riferimento per la generazione di energia sostenibile e a basso impatto climatico nei deserti del Medio Oriente e Nord Africa, nonché per l'integrazione con il mercato energetico europeo.
- In data 13 agosto 2010, Enel Green Power ha presentato alla Regione Puglia istanza di rilascio dell'Autorizzazione Unica per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da sviluppare in parte a terra e in parte su serre agricole nel Comune di Brindisi, in località Cerano, per una capacità installata stimata pari a 71,64 MW.

Nord America

Nell'ambito del **settore geotermico**, nell'aprile del 2009, Enel North America ha messo in esercizio due impianti geotermici a "media entalpia" con tecnologie all'avanguardia, nelle centrali geotermoelettriche di Stillwater e Salt Wells, in Nevada, con una capacità installata complessiva di 47 MW.

In data 6 novembre 2009, Enel North America ha stipulato un accordo con Geronimo Wind Energy, società del Minnesota specializzata nell'eolico, finalizzato all'acquisizione di una partecipazione azionaria di minoranza e alla creazione di una *partnership* strategica con la medesima. In particolare, in base all'accordo, le due aziende coopereranno per sviluppare la *pipeline* eolica di Geronimo, che dispone di progetti localizzati nel Midwest settentrionale e, potenzialmente, in altre regioni degli Stati Uniti, e Enel North America finanzia lo sviluppo ulteriore dell'attività attraverso l'emissione di azioni privilegiate convertibili che qualora esercitate porteranno ad una quota di controllo di circa il 56% della società. Enel avrà un diritto di prelazione per l'acquisto, la costruzione e la gestione dei progetti eolici sviluppati da Geronimo sulla base di un prezzo predefinito.

Inoltre, in data 21 gennaio 2010, Enel North America e NRG Energy, hanno stipulato un accordo per l'acquisizione di Padoma Wind Power, società Basata a La Jolla, in California, specializzata nello sviluppo dell'eolico. Padoma ha una comprovata esperienza nel settore eolico, nonché competenze specifiche per lo sviluppo e la strutturazione finanziaria di progetti, la progettazione, la realizzazione e l'esercizio degli impianti eolici, in buona parte complementari a quelle attualmente disponibili in Enel North America (Cf: Sezione I, Capitolo XXII, Paragrafo 22.4 del Prospetto).

Iberia e America Latina

Nell'ambito del **settore idroelettrico**, la società Renovables de Guatemala S.A., interamente controllata da Enel Latin America B.V. al 99,999% ed ENEL Guatemala S.A. con lo 0,001%, ha iniziato a novembre del 2009 lo sviluppo del Progetto "Palo Viejo" che prevede la realizzazione e la gestione di un nuovo impianto idroelettrico, nella Municipalità di San Juan Quetzal (Guatemala), con capacità installata di 84 MW. (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.5).

Nell'ambito del **settore eolico**, in data 16 dicembre 2008, Enel Latin America (Cile) Limitada, società interamente controllata da Enel Latin America, ha stipulato un accordo di cooperazione con SoWiTec Energias Renovables de Chile Ltda, società controllata dall'operatore tedesco SoWiTec International GmbH, al fine di sviluppare alcuni progetti eolici in Cile per un totale di 850 MW. In base a tale accordo, il Gruppo avrà un'opzione di acquisto in esclusiva per diversi progetti che SoWiTec sta sviluppando e avrà il diritto di acquisire i medesimi a seguito dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2.3 del Prospetto).

In Spagna, nel corso del 2009 sono entrati in funzione numerosi impianti eolici di cui è titolare Eufer (partecipata indirettamente al 50% da Enel Green Power), tra i quali si segnalano l'impianto di Loma Gorda, con capacità installata pari a 50 MW e San Gil, 36 MW, entrambi in Castilla-La Mancha, e Codesas, in Galizia con una capacità installata di 21 MW (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2.3 del Prospetto).

In data 9 settembre 2009, Enel Latin America B.V. ha stipulato un accordo con Energías Renovables, Térmica e Hidráulica de México (Enerthi), controllata dall'operatore spagnolo Energías Renovables, Térmica e Hidráulica, S.L., finalizzato allo sviluppo di progetti eolici in Messico, ai sensi del quale Enel Latin America ha un'opzione per l'acquisto dei progetti eolici per una capacità installata fino a 1.000 MW. In base a tale accordo, Enel Latin America avrà l'opzione per l'acquisto di progetti sviluppati da Enerthi, tra l'altro, negli Stati di Baja California, Zacatecas e Oaxaca, a seguito dell'ottenimento dei relativi permessi di costruzione.

In data 3 dicembre 2009, Enel Latin America ha stipulato un accordo con SoWiTec de Mexico Energias Renovables S. de R.L. de C.V., società controllata dall'operatore tedesco SoWiTec International, per lo sviluppo in Messico di alcuni progetti eolici, ai sensi del quale Enel Latin America ha un'opzione per l'acquisto dei progetti eolici per una capacità installata fino a 1.000 MW. In base a tale accordo, Enel Latin America ha l'opzione per l'acquisto di progetti, sviluppati da SoWiTec, tra l'altro, negli Stati di Sonora, Coahuila, Aguascalientes, Tamaulipas y Veracruz, a seguito dell'ottenimento dei relativi permessi di costruzione (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2.3 del Prospetto).

Nel mese di agosto 2010, l'Emittente, per il tramite della società interamente controllata Enel Brasil Participações Ltda, si è aggiudicata 90 MW in Brasile nell'ambito di una gara pubblica dedicata all'energia eolica, svoltasi mediante asta competitiva. In particolare, Enel Green Power si è aggiudicata 3 progetti nello stato brasiliano di Bahia – Cristal, Primavera e Sao Judas – con una capacità installata di 30 MW ciascuno. Tali progetti sono caratterizzati da un'elevata ventosità. Attraverso la gara, Enel Green Power ha altresì ottenuto il diritto di stipulare un *power purchase agreement* ventennale dell'energia elettrica prodotta dai tre impianti mediante l'ente nazionale brasiliano (CCEE), a un prezzo indicizzato al 100% dell'inflazione brasiliana. L'entrata in esercizio dei tre parchi eolici è prevista per il secondo semestre del 2013. Con questi nuovi impianti, Enel Green Power raddoppia la sua capacità installata in Brasile.

Nell'ambito del **settore solare**, in data 15 aprile 2009 Enel Union Fenosa, attraverso la sua controllata Energias Especiales de Andalucía, ha stipulato un accordo con Injuber, società operante nel settore

dell'ingegneria energetica ed elettronica, per lo sviluppo congiunto di 4 impianti termosolari nelle province di Huelva, Córdoba e Jaén per una capacità potenziale di 200 MW.

La riorganizzazione delle attività rinnovabili in Spagna e Portogallo

In data 15 marzo e 17 marzo 2010, i Consigli di Amministrazione di Endesa, Enel ed Enel Green Power hanno approvato un'operazione che prevede l'integrazione delle attività di Endesa e di Enel Green Power nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo.

In particolare, le attività nelle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo erano sviluppate da Endesa attraverso Endesa Cogeneración y Renovables S.L. ("Ecyr", oggi Enel Green Power España S.L.), società interamente posseduta da Endesa Generación S.A. (a sua volta integralmente controllata da Endesa, controllata da Enel) costituita nel 1996 e che negli anni 1999 e 2000, attraverso operazioni di acquisizione e di fusione, ha integrato tutte le attività delle società controllate da Endesa relative alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Nell'ambito dell'operazione di acquisizione di Endesa da parte di Enel S.p.A., in quattro *tranches* in data 25 giugno, 31 luglio, 15 e 29 dicembre 2009, Endesa ha ceduto ad Acciona alcuni impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo per complessivi 2.079 MW per un corrispettivo di circa Euro 2.817 milioni.

Enel Green Power era già attiva in Spagna e Portogallo attraverso EUFER, la *joint venture* paritetica con Gas Natural/Unión Fenosa, detenuta indirettamente da Enel Green Power tramite Enel Green Power International B.V.

L'operazione è volta a garantire, all'interno del perimetro di Enel Green Power, una gestione unitaria allo sviluppo nella penisola iberica di tutte le attività di Enel Green Power e di Endesa nel campo delle fonti rinnovabili. Tale obiettivo sarà perseguito attraverso Enel Green Power España e pertanto quest'ultima svolgerà in via esclusiva le attività di Enel Green Power e di Endesa in Spagna e Portogallo, nel settore delle fonti rinnovabili.

L'integrazione è stata realizzata in data 22 marzo 2010 attraverso le seguenti fasi: (i) l'acquisizione da parte di Enel Green Power International B.V. da Endesa Generación S.A. del 30% di Ecyr per un corrispettivo pari a circa Euro 326 milioni; (ii) un aumento di capitale di Ecyr riservato a Enel Green Power International B.V., sottoscritto mediante il conferimento della partecipazione pari al 50% detenuta da Enel Green Power International B.V. nel capitale di EUFER per un valore di Euro 280 milioni e un versamento in contanti pari a circa Euro 534 milioni. L'acquisizione della partecipazione del 30% e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di Ecyr sono state realizzate a valore di mercato, applicando il metodo del *discounted cash flow*, e hanno formato oggetto di valutazione da parte di due banche di investimento indipendenti le quali hanno rilasciato un'apposita *fairness opinion*. L'operazione ha consentito a Enel Green Power International B.V. di detenere, a seguito dell'aumento di capitale, una quota complessiva pari al 60% del nuovo capitale sociale di Ecyr. Il restante 40% del capitale sociale di Ecyr è in capo a Endesa Generación S.A. Il Gruppo ritiene che la presenza di quest'ultima nella compagine azionaria di Ecyr sia strategica in termini di riconoscibilità del Gruppo in Spagna e Portogallo e consenta la realizzazione di sinergie ed economie di scala nonché la possibilità di usufruire della consolidata esperienza di Endesa Generación S.A. nelle diverse fasi di sviluppo del *business* nei mercati di riferimento.

Nell'ambito della complessiva operazione di riorganizzazione delle attività rinnovabili in Spagna e Portogallo e al fine di rafforzare la struttura patrimoniale di Enel Green Power, Enel ha proceduto alla ripatrimonializzazione della medesima mediante rinuncia a una parte, pari a Euro 3,7 miliardi, del credito

finanziario vantato dalla stessa Enel nei confronti dell'Emittente (Cfr. Sezione Prima, Capitolo X del Prospetto). Tale importo è stato iscritto nelle riserve di patrimonio netto. La Società ha quindi ripatrimonializzato Enel Green Power International B.V. per circa Euro 860 milioni per il finanziamento dell'acquisizione del 30% del capitale di Ecyr e per la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Ecyr alla stessa riservata.

In data 30 luglio 2010, Enel Green Power España ha stipulato un accordo con Gas Natural SDG, S.A. per la suddivisione degli *asset* di Eufer, al fine di consentire a ciascuna delle parti di perseguire in maniera più efficace la propria strategia sul mercato iberico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In base all'accordo, la suddivisione degli *asset* di Eufer verrà effettuata in due gruppi, ben bilanciati, tra l'altro, in termini di valore, EBITDA, capacità e rischio e *mix* di tecnologie, uno dei quali sarà assegnato a Gas Natural, mentre Enel Green Power España manterrà l'altro gruppo, rimanendo unico socio di Eufer. L'accordo è sottoposto ad alcune condizioni sospensive il cui verificarsi è previsto entro la fine dell'anno e, tra queste, all'approvazione da parte delle competenti autorità regolatoria ed *antitrust*. Le condizioni si considereranno non avverate qualora non siano soddisfatte entro il 31 gennaio 2011 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.6 del Prospetto).

Qualora il perfezionamento dell'operazione dovesse verificarsi nel corso del Periodo di Offerta, l'Emittente lo renderà noto mediante la pubblicazione di un apposito comunicato stampa.

5.2 Principali investimenti

5.2.1 Investimenti effettuati nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e degli esercizi 2008 e 2009

Il presente paragrafo include, con riferimento al semestre chiuso al 30 giugno 2010 e agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2009, l'analisi degli investimenti effettuati dal Gruppo in immobilizzazioni materiali e immateriali al lordo dei contributi ricevuti (di seguito "Investimenti al Lordo dei Contributi") e gli investimenti effettuati dal Gruppo in partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (di seguito "Investimenti in Partecipazioni") insieme di seguito "Investimenti". Vengono, altresì, esposte nel presente paragrafo, con riferimento all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, le informazioni finanziarie Pro-forma, che includono gli Investimenti effettuati da Enel Green Power España e riflettono gli investimenti che il Gruppo avrebbe potuto effettuare in detto esercizio, qualora il gruppo Ecyr fosse entrato nell'area di consolidamento del Gruppo il 1° gennaio 2009.

Come precedentemente esposto le informazioni finanziarie contenute nelle seguenti tabelle sono al lordo di eventuali contributi ricevuti. In particolare, con riferimento al semestre chiuso al 30 giugno 2010 il Gruppo non ha ricevuto contributi legati alla realizzazione di investimenti mentre con riferimento all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, il Gruppo ha ricevuto contributi legati alla realizzazione di investimenti per complessivi Euro 44 milioni (circa 61,5 milioni di dollari) ricevuti dal governo degli Stati Uniti d'America a titolo di rimborso dei costi di costruzione degli impianti geotermici di Stillwater e Salt Wells.

Le informazioni sugli Investimenti sono estratte dai seguenti documenti: (i) Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010, (ii) Bilancio Consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, (iii) Bilancio Aggregato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 e (iv) Prospetti Consolidati Pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

La seguente tabella illustra gli Investimenti effettuati nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2009 e gli Investimenti Pro-forma effettuati nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, suddivisi per *Business Unit*.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2010	(*)	2009		2009		2008	
			<i>Pro forma</i>		(*)	(*)	(*)	(*)
Italia ed Europa	229	66%	453	46%	453	57%	387	37%
Iberia e America Latina	82	24%	388	39%	254	32%	223	22%
Nord America	28	8%	36	4%	36	5%	289	28%
Enel.si	-	0%	1	0%	1	0%	-	0%
Investimenti al Lordo dei Contributi	339	98%	878	89%	744	94%	899	87%
Investimenti in partecipazioni	8	2%	110	11%	50	6%	136	13%
Totale Investimenti	347	100%	988	100%	794	100%	1.035	100%

(*) incidenza sul Totale Investimenti

La politica di investimento attuata dall'Emittente persegue l'obiettivo di rafforzare la presenza del Gruppo nelle aree geografiche caratterizzate da significativa crescita di mercato e dalla presenza di politiche di sostegno alla produzione di energia rinnovabile, in particolare, in Italia e Iberia, focalizzandosi sulla tecnologia eolica. In base al modello di *business development* adottato dal Gruppo, gli investimenti possono essere realizzati con le seguenti modalità:

- realizzazione di progetti, cd. *Greenfield*, nei quali il Gruppo individua, sviluppa e realizza *ex novo* un impianto, senza alcuna forma di ristrutturazione o di riconversione di strutture esistenti;
- definizione di accordi di *co-development* con operatori locali per lo sviluppo di progetti in corso;
- acquisizione di impianti realizzati o in elevato stadio di avanzamento qualora la combinazione costo/opportunità si dimostri più conveniente. In particolare, il Gruppo acquista da terzi impianti già realizzati o progetti in avanzato stato di sviluppo, che provvede poi a completare e a mettere in esercizio autonomamente.

Investimenti al Lordo dei Contributi

Come evidenziato nella precedente tabella, gli Investimenti al Lordo dei Contributi del Gruppo effettuati nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010, pari a complessivi Euro 339 milioni (Euro 744 milioni nel 2009 e Euro 899 milioni nel 2008) sono stati realizzati principalmente attraverso le *Business Unit* Italia ed Europa, per complessivi Euro 229 milioni pari al 66% del totale investimenti effettuati nel primo semestre 2010 (Euro 453 milioni pari al 57% del totale investimenti nel 2009), e Iberia e America Latina, per complessivi Euro 82 milioni pari al 24% del totale investimenti realizzati nel primo semestre 2010 (Euro 254 milioni pari al 32% del totale investimenti nel 2009). Di seguito è riportata una breve descrizione dei principali *trends* degli investimenti effettuati nel primo semestre 2010 e negli esercizi 2008 e 2009 per *Business Unit*.

Italia ed Europa

Gli Investimenti al Lordo dei Contributi sostenuti dal Gruppo in Italia nel corso del primo semestre 2010 ammontano a complessivi Euro 211 milioni, relativi principalmente a investimenti in impianti eolici per Euro 112 milioni (tra cui segnaliamo i parchi realizzati in Calabria, nei Comuni di Maida, Cortale e San Floro per complessivi 64MW, l'impianto di Portoscuso per 101 MW e quello di Contrada Coniglia per complessivi 21

MW), investimenti in impianti geotermici per Euro 54 milioni (tra i quali si evidenziano gli impianti di Radicondoli e Chiusdino per complessivi 33 MW), investimenti in impianti idroelettrici per Euro 24 milioni, e investimenti in impianti fotovoltaici per Euro 18 milioni.

I principali investimenti effettuati dal Gruppo nel corso del primo semestre 2010 nel resto d'Europa sono stati principalmente indirizzati alla realizzazione di impianti eolici nei seguenti Paesi:

- Romania per complessivi Euro 10 milioni relativi in particolare ai progetti Cara Costantin e Dealul Pietros, per complessivi 34 MW;
- Bulgaria per complessivi Euro 4 milioni, relativi al completamento del progetto Shabla (21MW);
- Francia e Grecia per complessivi Euro 4 milioni.

Gli Investimenti al Lordo dei Contributi sostenuti dal Gruppo in Italia nel corso del 2009 ammontano a complessivi Euro 344 milioni, di cui Euro 148 milioni relativi a investimenti in impianti eolici (tra cui segnaliamo i parchi Sa Turrina Manna e Litigheddu, entrambi in Sardegna per complessivi Euro 24 milioni) ed Euro 138 milioni relativi a investimenti in impianti geotermici (tra i quali si evidenziano gli impianti Nuova Lagoni Rossi e Nuova Radicondoli Gruppo 2, relativi a investimenti di potenziamento per complessivi Euro 39 milioni).

I principali investimenti effettuati dal Gruppo, nel corso del 2009, nel resto d'Europa sono stati indirizzati alla realizzazione di impianti eolici nei seguenti Paesi:

- Romania per Euro 42 milioni relativi ai progetti Cara Costantin e Dealul Pietros;
- Francia per Euro 14 milioni relativi ai progetti Pannacè (10 MW) e Valle d'Arcè (30 MW), questi ultimi entrati in funzione nel corso del 2009; e
- Bulgaria per Euro 53 milioni, relativi al progetto Kamen Bryag (21MW).

Il totale Investimenti al Lordo dei Contributi realizzati dalla *business unit* Italia ed Europa nell'esercizio 2008 sono stati pari a Euro 387 milioni e si riferiscono principalmente a progetti sviluppati in Italia, tra i quali:

- Geotermico: potenziamento delle centrali Sasso 2 (Euro 28 milioni) e Nuova Lagoni Rossi (Euro 17 milioni);
- Idroelettrico: rifacimento della centrale Sorio (Euro 13 milioni) e Ponte Felice (Euro 7 milioni);
- Eolico: sviluppo parchi eolici Sa Turrina Manna (Euro 48 milioni, progetto completato nel corso dell'esercizio 2009), Monterosso (Euro 11 Milioni), Acquaspruzza (Euro 11 milioni) e avvio progetto Litigheddu (Euro 10 milioni completato poi nel corso del 2009). Inoltre il Gruppo ha acquistato macchinari eolici per complessivi Euro 75 milioni.

Iberia e America Latina

Gli Investimenti al Lordo dei Contributi effettuati nel corso del primo semestre 2010 in Iberia e America Latina ammontano a Euro 82 milioni. Tali investimenti si riferiscono in particolare alla realizzazione di impianti nei seguenti Paesi:

- Spagna per Euro 34 milioni, relativi principalmente agli impianti eolici di Cogollos II (50 MW), Los Barrancos (20 MW), Alvaiazere (10 MW), El Puntal (13 MW), Valdesamario (12 MW), Valdelin (12 MW) e Padul (9MW);

- Guatemala per Euro 28 milioni, relativi allo sviluppo dell'impianto idroelettrico, denominato Palo Viejo, con una capacità complessiva pari a 84 MW; e
- Cile per Euro 14 milioni relativi ad investimenti in impianti geotermici.

Gli Investimenti al Lordo dei Contributi effettuati nel 2009 in Iberia e America Latina ammontano a Euro 254 milioni e hanno riguardato principalmente lo sviluppo e la realizzazione di impianti eolici in Spagna, tramite la *joint venture* Eufer, per Euro 146 milioni e l'avvio del progetto di costruzione in Guatemala dell'impianto idroelettrico, di Palo Viejo, per complessivi Euro 64 milioni. La crescita degli Investimenti al lordo dei contributi nella *Business Unit* in esame, pari a circa Euro 31 milioni rispetto al 2008, conferma la strategia di sviluppo del Gruppo orientata, come già descritto in precedenza, al rafforzamento della presenza nella penisola Iberica, area geografica caratterizzata dalla presenza di un regime incentivante favorevole a sostegno delle rinnovabili.

Con riferimento all'esercizio 2008, gli Investimenti al Lordo dei Contributi effettuati dal Gruppo in Iberia e America Latina sono pari a Euro 223 milioni; di questi circa Euro 193 milioni sono stati sostenuti dalla *joint venture* Eufer per lo sviluppo della tecnologia eolica in Spagna. Segnaliamo di seguito i principali investimenti:

- Euro 46 milioni per il completamento di impianti eolici entrati in esercizio nel 2008: Pena del Gato (25MW) e Caldereros (19MW);
- Euro 16 milioni per l'avvio di impianti completati nel 2009 per complessivi 60MW, tra i quali: Loma Gorda, San Gill, Pena I e Pena II;
- Euro 91 milioni per l'acquisto di macchinari eolici.

Gli Investimenti Pro-forma al lordo dei contributi realizzati nel 2009 con il contributo di Enel Green Power España, pari a Euro 134 milioni, sono pari a complessivi Euro 388 milioni. L'apporto di Enel Green Power España consente al Gruppo di espandere la propria presenza territoriale in Spagna, di entrare nel mercato portoghese e incrementare la percentuale d'investimenti eolici effettuati dal Gruppo, i quali raggiungono il 60% del totale Investimenti Pro-forma per l'esercizio 2009.

Nord America

Gli Investimenti al Lordo dei Contributi sostenuti dal Gruppo in Nord America nel primo semestre 2010 ammontano a complessivi Euro 28 milioni, e si riferiscono principalmente all'impianto eolico di Castle Rock Ridge in Canada e all'impianto geotermico di Fort Cove negli Stati Uniti.

Con riferimento alla *Business Unit* Nord America, dal confronto 2009 e 2008 emerge una flessione degli investimenti pari a Euro 253 milioni (da Euro 289 milioni del 2008 ad Euro 36 milioni del 2009) dovuta alla circostanza che il Gruppo, dopo aver investito nel corso del 2008 notevoli risorse per lo sviluppo e il completamento di impianti eolici (Smoky I, Smoky II e Newind, entrati in esercizio nel 2008) e geotermici (Stillwater e Salt Wells, completati ed entrati in esercizio 2009), nel corso del 2009 ha svolto un'attività di ricerca di nuove opportunità di sviluppo nel settore eolico concretizzatasi nell'acquisizione di quote azionarie di minoranza nella società Geronimo, per Euro 13 milioni, e nella sottoscrizione dell'aumento di capitale sociale in Tradewind, per Euro 26 milioni. Entrambe le società citate si occupano di sviluppare progetti eolici negli Stati Uniti.

Nella tabella seguente sono riportati gli Investimenti al Lordo dei Contributi effettuati dal Gruppo nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 e gli Investimenti al lordo dei contributi Pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, suddivisi per tecnologia.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2010	(*)	2009	(*)	2009	(*)	2008	(*)
			<i>Pro forma</i>					
Idroelettrici	58	17%	123	14%	123	17%	83	9%
Geotermici	71	21%	195	22%	195	26%	237	26%
Eolici	176	52%	528	60%	400	54%	540	60%
Altre	31	9%	20	2%	14	2%	22	2%
Totale Immobili impianti e macchinari	336	99%	866	99%	732	98%	882	98%
Attività immateriali	3	1%	12	1%	12	2%	17	2%
Totale Investimenti al Lordo dei Contributi	339	100%	878	100%	744	100%	899	100%

(*) incidenza sul Totale Investimenti

Gli investimenti del Gruppo in Immobili impianti e macchinari effettuati nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 pari a complessivi Euro 336 milioni (Euro 732 milioni nell'esercizio 2009 ed Euro 882 milioni nell'esercizio 2008), sono stati principalmente rivolti allo sviluppo della tecnologia eolica (Euro 176 milioni pari al 52% del totale investimenti effettuati nel primo semestre 2010 ed Euro 400 milioni pari al 54% del totale investimenti realizzati nel 2009) e della tecnologia geotermica (Euro 71 milioni pari al 21% del totale investimenti del primo semestre 2010 ed Euro 195 milioni pari al 26% degli investimenti totali dell'esercizio 2009). Si conferma pertanto nel corso del primo semestre 2010 il trend che vede il Gruppo investire prevalentemente nel settore eolico e in particolare in Italia ed Europa.

La flessione degli investimenti nel 2009, con riferimento alle tecnologie eoliche e geotermiche, è principalmente dovuta alle già descritte dinamiche d'investimento avvenute in Nord America.

Tenendo conto degli investimenti eolici (Euro 128 milioni) effettuati in Spagna e Portogallo da Enel Green Power España nel corso dell'esercizio 2009, gli investimenti realizzati dal Gruppo in tale tecnologia sono pari a livello Pro-forma a Euro 528 milioni con conseguente aumento, in termini percentuali, del peso dell'eolico sul totale che passa dal 54% del 2009 storico al 60% del 2009 Pro-forma.

Successivamente al 30 giugno 2010 e fino alla Data del Prospetto, il Gruppo ha proseguito lo sviluppo degli investimenti in corso di realizzazione secondo quanto previsto dal Piano Industriale.

Investimenti in partecipazioni

Di seguito si evidenziano gli Investimenti in partecipazioni effettuati dal Gruppo nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 e gli Investimenti in partecipazioni Pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, distinti per Business Unit.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2010	(*)	2009		2009		2008	(*)
			<i>Pro forma</i>					
Italia ed Europa								
La Geo S.A. de Cv (El Salvador)	-	0%	-	0%	-	0%	14	10%
Collegate Elica II (Grecia) e altre minori	4	50%	11	10%	11	22%	122	90%
Iberia ed America Latina								
ENEOP (Portogallo)	-	0%	49	45%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
EE. Douro (Portogallo)	-	0%	3	3%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Collegate ELA B.V. (El Salvador)	2	25%	-	0%	-	0%	-	0%
Altre minori (Spagna)	2	25%	8	7%	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Nord America								
Geronimo Wind Energy L.L.C.	-	0%	13	12%	13	27%	-	0%
Tradewind	-	0%	26	23%	26	51%	-	0%
Totale Investimenti in partecipazioni	8	100%	110	100%	50	100%	136	100%

(*) incidenza sul Totale Investimenti in partecipazioni

Italia ed Europa

Con riferimento all'esercizio 2009 e al primo semestre 2010, il Gruppo ha investito rispettivamente Euro 11 milioni e Euro 4 milioni per partecipare all'aumento di capitale delle collegate denominate *Elica II*, società greche finalizzate allo sviluppo di una serie di progetti eolici con una Capacità fino a 1.400 MW, e nelle quali il Gruppo aveva già sottoscritto una quota pari al 30% del capitale sociale nel corso dell'esercizio 2008 investendo Euro 122 milioni.

Nel corso del 2008 l'Emittente ha incrementato la propria quota di partecipazione nella società La Geo S.A. de Cv, arrivando così al 36,2%, tramite un conferimento in natura del valore complessivo pari a Euro 14 milioni.

Iberia e America Latina

Nel corso del primo semestre 2010, il Gruppo ha investito Euro 4 milioni in quote di minoranza di società collegate. Con riferimento al Totale Investimenti in partecipazioni Pro-forma nell'esercizio 2009, pari a Euro 110 milioni, si evidenzia che il contributo di Enel Green Power España per complessivi Euro 60 milioni sia rappresentato principalmente da investimenti in società finalizzate allo sviluppo di parchi eolici in Portogallo per complessivi Euro 52 milioni (ENEOP per Euro 49 milioni, EE Douro Euro 3 milioni), permettendo così al Gruppo di espandere la propria presenza territoriale alla penisola Iberica.

Nord America

Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 il totale degli investimenti in partecipazioni effettuato dalla *Business Unit* Nord America ammonta a complessivi Euro 39 milioni e si riferiscono:

- all'acquisizione del 25% della società Geronimo Wind Energy L.L.C. (utility sviluppatrice di impianti eolici) per Euro 13 milioni;

- alla sottoscrizione pro quota dell'aumento di capitale sociale nella società Tradewind per Euro 26 milioni, permettendo al Gruppo di mantenere una partecipazione del 42%.

5.2.2 Investimenti in corso di realizzazione

La seguente tabella illustra gli Investimenti in Immobili, impianti e macchinari effettuati dal Gruppo e ancora in corso di realizzazione al 30 giugno 2010 suddivisi per *Business Unit*.

(Milioni di Euro)	Al 30 Giugno	
	2010	(*)
Italia ed Europa	914	63%
Iberia ed America Latina	470	33%
Nord America	53	4%
Totale investimenti in immobili, impianti e macchinari in corso	1.437	100%

(*) incidenza sul Totale investimenti in immobili, impianti e macchinari in corso

Gli investimenti in impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili richiedono un tempo di realizzazione superiore a un anno, conseguentemente il Gruppo presenta al 30 giugno 2010 impianti in corso di realizzazione per Euro 1.437 milioni. Alla Data del Prospetto, gli investimenti in corso non sono, in valore assoluto, significativamente diversi da quelli in essere al 30 giugno 2010.

5.2.3 Investimenti futuri

Il Piano Industriale del Gruppo Enel Green Power prevede nel periodo 2010-2014 investimenti per complessivi Euro 5.535 milioni, di cui Euro 558 milioni per “mantenimento”¹⁰ (1) e Euro 4.684 milioni per lo “sviluppo” delle attività¹¹ e Euro 293 milioni per acquisto di partecipazioni finanziarie volte allo sviluppo di *holding* industriali.

I valori esposti nella tabella considerano il consolidamento integrale di Enel Green Power España.

(Miliardi di euro)	2010-2014	
	Investimenti operativi	Investimenti finanziari
Investimenti	5,2	0,3
Italia e Europa	2,6	0,2
Iberia e America Latina	1,6	0,1
Nord America	1,0	-
Investimenti	5,2	0,3
Eolico	3,5	0,1
Idroelettrico	0,5	-
Geotermico	0,7	-
Solare	0,4	0,2
Altre tecnologie	0,1	-
Investimenti	5,2	0,3
Manutenzione	0,5	0,0
Crescita	4,7	0,3

¹⁰ Tali investimenti riguardano quelli la cui realizzazione dipende da: (i) obblighi di legge o derivanti da altre prescrizioni esterne (relativi alla sicurezza e/o all'ambiente), (ii) necessità di mantenimento delle attività “core”.

¹¹ Tali investimenti riguardano investimenti orientati allo sviluppo di capacità aggiuntiva “con l'obiettivo di selezionarli in funzione della loro capacità di creare valore e al miglioramento ed eventuale sviluppo degli impianti attualmente in operation (miglioramento affidabilità e disponibilità degli impianti di generazione).

In particolare, i principali investimenti previsti per lo sviluppo delle attività riguardano la costruzione di impianti eolici e solari. Gli investimenti di carattere finanziario riguardano il contributo in conto capitale per lo sviluppo della fabbrica di pannelli fotovoltaici a Catania (JV Sharp), delle installazioni di generazione elettrica da fotovoltaico in forma consortiva (Accordo Sharp) e dell'eolico in Portogallo.

Il Piano Industriale prevede anche investimenti di sviluppo senza ottenimento di capacità aggiuntiva effettuati in Italia sulle tecnologie idroelettrico e geotermico con l'obiettivo di migliorarne le *performance*.

Al 30 luglio 2010, il Gruppo ha assunto impegni¹² a valle di delibere dei competenti organi interni e frutto di accordi con terzi per l'acquisizione/sviluppo interno di immobilizzazioni materiali e immateriali per complessivi Euro 2.127 milioni. Tale importo, al netto dei contributi da ricevere, è ripartito come segue:

(Milioni di Euro)

Italia ed Europa	1.441
Iberia e America Latina	389
Nord America	297
TOTALE	2.127

(Milioni di Euro)

Idroelettrici	313
Eolici	1.162
Geotermici	352
Solare	233
Altro	67
TOTALE	2.127

(Milioni di Euro)	2010	2011	2012	2013	2014	TOTALE
TOTALE	697	874	323	171	62	2.127

L'Emittente ritiene che gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali previsti nel periodo 2010-2014, inclusi quelli in corso di realizzazione di cui al precedente Paragrafo 5.2.2, saranno finanziati essenzialmente dai flussi di cassa generati dalla gestione operativa corrente.

¹² Tali impegni includono gli investimenti di manutenzione straordinaria degli impianti, quelli di manutenzione derivanti da obblighi di legge, quelli destinati ai sistemi informatici e di comunicazione al netto degli investimenti in corso di realizzazione.

CAPITOLO VI – PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ

6.1 Principali attività di Enel Green Power

6.1.1 Premessa

Enel Green Power è uno dei principali operatori a livello mondiale nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica, eolica, geotermica, solare e da altre fonti.

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo opera in 16 Paesi, con n. 618 impianti operativi, di una capacità installata netta complessiva di 5.761 MW e, nel primo semestre 2010, la produzione netta di energia è stata pari a complessivi 10,8 TWh (20,9 TWh nell'esercizio 2009¹³). Alla stessa data, il Gruppo impiega 2.907 dipendenti di cui 1.762 in Italia e 1.145 all'estero.

Alla Data del Prospetto, il Gruppo opera attraverso le seguenti *business unit*:

- **Italia ed Europa**: in Italia, Grecia, Francia, Bulgaria e Romania;
- **Nord America**: negli Stati Uniti e in Canada;
- **Iberia e America Latina**: in Spagna, Portogallo, Messico, Panama, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Brasile e Cile;
- **Enel.si**: il Gruppo è inoltre attivo, tramite la società interamente controllata Enel.si, nell'offerta di prodotti, servizi pre/post vendita e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia (fotovoltaico, mini-eolico, solare termico, pompe geotermiche e altro) e per il risparmio e l'efficienza energetica negli usi finali, attraverso una rete di negozi in *franchising* composta, alla data del 30 giugno 2010, da 548 installatori, negozi e punti vendita specializzati, distribuiti in modo capillare in Italia.

Il settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è in crescita, con una produzione globale pari a 3.578 TWh¹⁴ al 31 dicembre 2007, e si prevede che possa raggiungere nel 2020 dai 5.829 TWh¹⁵ a 6.507 TWh¹⁶, pari rispettivamente al 21,4% e al 25%¹⁷ sul totale dell'energia elettrica prodotta da tutte le fonti. La maggior parte dei Paesi in cui il Gruppo opera adotta politiche di incentivazione per lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili che consentono il ritorno dell'investimento oltre che una priorità di dispacciamento rispetto all'energia da altre fonti.

Si segnala che i dati operativi e finanziari del Gruppo relativi al solo esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 riportati nel presente capitolo, ove non diversamente specificato, sono stati elaborati su base pro-forma per tener conto dell'Acquisizione di Ecyf, come se la stessa fosse avvenuta il 1° gennaio 2009 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5, e Capitolo XX, Paragrafo 20.3 del Prospetto).

¹³ Tale dato è stato elaborato su base pro-forma per tener conto dell'Acquisizione di Ecyf, come se la stessa fosse avvenuta il 1° gennaio 2009.

¹⁴ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009.

¹⁵ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, Reference Scenario.

¹⁶ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, Scenario 450. Tale scenario descrive le potenziali implicazioni delle misure che potrebbero essere prese nel settore energetico per il raggiungimento di un obiettivo globale di concentrazione di emissioni gassose nell'atmosfera di 450 parti per milione (ppm) di CO₂ equivalente (uno degli scenari derivante dalle negoziazioni della 15° Conferenza delle Parti (COP) dell'UNFCCC).

¹⁷ Fonte: elaborazioni da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009; i due tassi di crescita indicati si riferiscono rispettivamente al Reference Scenario e al 450 Scenario.

La seguente tabella indica la capacità installata netta, la produzione netta di energia, il Load Factor e il numero di impianti del Gruppo ripartiti per area territoriale al 30 giugno 2010 e per il primo semestre 2010 nonché al 31 dicembre 2009 e per l'esercizio 2009.

	ITALIA ED EUROPA		NORD AMERICA		IBERIA E AMERICA LATINA		TOTALE		
	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE 2010	ALE PER L'ESERCIZIO 2009	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE 2010	ALE PER L'ESERCIZIO 2009	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE 2010	ALE PER L'ESERCIZIO 2009	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE 2010	ALE PER L'ESERCIZIO 2009	
	Capacità Installata Netta (MW)	2.897	2.859	788	788	2.076	2.020	5.761	5.667
	Produzione netta (GWh)	6.632	12.047	1.384	2.428	2.812	6.424	10.828	20.899
Load Factor (%) ⁽¹⁾	53	50	40	36	40	38	47	44	
Impianti (N.)	376	375	72	72	170	164	618	611	

(1) Il Load Factor, definito come rapporto tra la produzione di energia annua netta e la produzione annua teorica di un impianto, è una misura sintetica che consente di confrontare le diverse tecnologie, comparando la produzione effettiva ottenuta alla massima producibilità teorica (che si otterrebbe qualora l'impianto producesse al massimo della propria capacità continuamente durante l'anno). Le fonti di energia rinnovabile, che presentano un Load Factor più ridotto rispetto a quello delle fonti tradizionali, sono in taluni casi caratterizzate da una redditività dipendente dalle politiche di incentivazione adottate nei vari Paesi, in misura maggiore rispetto alle fonti di generazione non rinnovabile. Tale dipendenza varia sensibilmente in ragione di numerosi fattori, quali ad esempio prezzo di mercato dell'energia, disponibilità di risorsa, investimento unitario e costi di esercizio. La Società persegue una strategia di investimento volta a massimizzare la redditività mantenendo una limitata dipendenza dalle politiche di incentivazione.

Si riportano di seguito i valori medi del Load Factor di impianti alimentati da fonti non rinnovabili. Tali valori sono meramente indicativi, in quanto possono variare in funzione della specifica tecnologia utilizzata.

Tipologia di impianto	Load factor indicativo
Impianti nucleari	80% - 90%
Impianti termoelettrici (alimentati a carbone)	80% - 85%
Impianti a ciclo combinato (alimentati a gas)	45% - 60%
Impianti idroelettrici programmabili	30% - 50%

La seguente tabella indica la capacità installata netta, la produzione netta di energia, il Load Factor e il numero di impianti del Gruppo ripartiti per fonte di generazione al 30 giugno 2010 e per il primo semestre 2010 nonché al 31 dicembre 2009 e per l'esercizio 2009.

ALE PER IL PRIMO SEMESTRE 2010	IMPIANTI	IMPIANTI	IMPIANTI	IMPIANTI	ALTRE FONTI	TOTALE
	IDROELETTRICI	GEOTERMICI	EOLICI	SOLARI		
Capacità Installata Netta (MW)	2.534	742	2.355	17	113	5.761
Produzione netta (GWh)	5.773	2.645	2.179	10	221	10.828
Load Factor (%)	53	82	26	21	64	47
Impianti (N.)	395	35	155	7	26	618
ALE PER L'ESERCIZIO 2009	IMPIANTI	IMPIANTI	IMPIANTI	IMPIANTI	ALTRE FONTI	TOTALE
	IDROELETTRICI	GEOTERMICI	EOLICI	SOLARI		
Capacità Installata Netta (MW)	2.533	742	2.261	16	115	5.667
Produzione netta (GWh)	10.767	5.155	4.336	27	614	20.899
Load Factor (%)	49	82	24	19	61	44
Impianti (N.)	395	35	150	6	25	611

La tabella che segue riporta i principali dati economici, patrimoniali e finanziari del Gruppo per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE		ALE PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE		2008
	2010	2009	2009		
		Unaudited	Pro-forma	Dati storici	
Ricavi verso terzi	976	893	1.991	1.777	1.807
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	63	47	118	118	(31)
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio <i>commodity</i>	1.039	940	2.109	1.895	1.776
Margine operativo lordo (EBITDA)	651	651	1.331	1.207	1.141
Utile operativo	415	450	822	791	723
Utile d'esercizio	263	239	491	439	834
Utile d'esercizio di competenza del Gruppo	253	223	453	418	810
Totale patrimonio netto	7.224	n.a.	n.a.	2.564	2.196
Patrimonio netto di terzi	692	n.a.	n.a.	180	182
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power	2.995	n.a.	n.a.	5.345	5.326
Investimenti (al lordo contributi)	339	n.a.	878	744	899

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali del Gruppo per il primo semestre chiuso al 30 giugno 2010 nonché i principali dati economici e patrimoniali pro-forma del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, ripartiti tra le diverse aree di attività in cui il Gruppo opera.

(Milioni di Euro)	ITALIA ED EUROPA		NORD AMERICA		IBERIA E AMERICA LATINA		ENEL.SI	
	PER IL PRIMO SEMESTRE	PER L'ESERCIZIO 2009	PER IL PRIMO SEMESTRE	PER L'ESERCIZIO 2009	PER IL PRIMO SEMESTRE	PER L'ESERCIZIO 2009	PER IL PRIMO SEMESTRE	PER L'ESERCIZIO 2009
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Ricavi verso terzi	575	1.103	76	144	243	566	82	178
Proventi netti da gestione rischio <i>commodity</i>	54	118	9	-	-	-	-	-
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio <i>commodity</i>	629	1.221	85	144	243	566	82	178
Margine operativo lordo (EBITDA)	469	898	49	90	132	336	1	7
Utile operativo	314	581	24	49	76	190	1	6
Investimenti (al lordo contributi)	229	453	28	36	82	388	-	1

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo nei vari Paesi e nella varie tecnologie nelle quali opera, il Gruppo dispone di una *pipeline* di 29.865 MW e di un portafoglio di progetti *in execution* di 1.085 MW (1.222 MW includendo i progetti eolici *in execution* in Portogallo del consorzio ENEOP 2, partecipato al 30% da Enel Green Power España) alla data del 30 giugno 2010, suddivisi in progetti *ready to build* (525 MW; 610 MW includendo ENEOP 2) e *under construction* (560 MW; 612 MW includendo ENEOP 2). Inoltre, al fine di cogliere le più vantaggiose opportunità di crescita, il Gruppo monitora costantemente nuovi mercati nei quali non è presente alla Data del Prospetto che possano offrire possibilità di sviluppo coerenti con la propria strategia di sviluppo (tali progetti sono individuati nella tabella che segue nella voce "Nuovo Mercato").

La tabella che segue illustra la *pipeline* del Gruppo al 30 giugno 2010, suddivisi per area territoriale e fonte di generazione.

(MW)	ITALIA ED EUROPA	NORD AMERICA	IBERIA E AMERICA LATINA	NUOVO MERCATO	TOTALE
Idroelettrico	52	-	729	-	781
Geotermico	48	100	389	-	537
Eolico	4.885	8.207	13.729	-	26.821
Solare	761	33	692	150	1.636
Altre fonti	27	-	63	-	90
Totale	5.773	8.340	15.602	150	29.865

A. Fattori caratterizzanti l'attività del Gruppo

Grazie alla diversificazione geografica e tecnologica delle proprie attività, alle consolidate conoscenze tecnologiche, al consistente portafoglio di impianti installati e di progetti di sviluppo, il Gruppo si pone come uno dei principali operatori mondiali nel settore delle energie rinnovabili, un settore caratterizzato negli ultimi anni da un elevato tasso di crescita.

Presenza in 4 tecnologie di grande scala

Il posizionamento multi-tecnologico (idroelettrico, geotermico, eolico e solare) offre a Enel Green Power vantaggi in termini di accrescimento delle opzioni di sviluppo, migliore utilizzo delle risorse sulle aree geografiche di interesse e mitigazione della variabilità della produzione.

Diversificazione geografica

La vasta localizzazione geografica delle attività del Gruppo (16 Paesi distribuiti su 3 aree geografiche) offre a Enel Green Power vantaggi in termini di miglioramento dei profili di rischio/rendimento degli investimenti e presidio di nuovi mercati ad alto potenziale, mitigazione della stagionalità/variabilità della produzione e mitigazione rischio regolatorio.

Elevato Load Factor medio degli impianti

Il Gruppo si colloca al primo posto tra gli operatori del settore delle energie rinnovabili presenti in più tecnologie in termini di stabilità della produzione, con un Load Factor medio dei propri impianti pari al 47% per il primo semestre 2010 e al 44% per l'esercizio 2009¹⁸ (dato calcolato su base pro-forma; per l'indicazione del Load Factor elaborato sulla base dei dati storici dell'esercizio 2009 *cf.* Sezione Prima, Capitolo XIII, Paragrafo 13.1.2), più elevato rispetto a quello indicato dagli altri soggetti operanti nel settore dell'Emittente. La stabilità della produzione del Gruppo è connessa alla presenza in portafoglio di impianti geotermici (742 MW, con una produzione pari a 2.645 GWh, il 25% della produzione totale nel primo semestre 2010 e 742 MW, con una produzione pari a 5.155 GWh, il 25% della produzione totale nel 2009) e di impianti idroelettrici (2.534 MW, con una produzione pari a 5.773 GWh, il 53% della produzione totale nel primo semestre 2010 e 2.533MW, con una produzione pari a 10.767 GWh, il 51% della produzione totale nel 2009). L'elevato Load Factor medio degli impianti del Gruppo determina una consistente capacità di generazione di cassa ed elevate disponibilità per l'autofinanziamento della crescita del Gruppo. Tale Load Factor medio dipende dall'evoluzione del *mix* produttivo del Gruppo; pertanto, l'aumento previsto della percentuale di energia prodotta da fonte eolica e solare rispetto a quella prodotta da fonti geotermica e idroelettrica potrebbe causare la diminuzione del suddetto Load Factor medio.

¹⁸ Elaborazione della società basata sui dati al 31 dicembre 2009 pubblicamente disponibili di Iberdrola Renovables, EDP Renováveis, Acciona Energía, EDF Energies Nouvelles, RWE Innogy. Tali società operano prevalentemente nella produzione di energia elettrica da fonte eolica.

Bassa dipendenza dalle politiche di incentivazione

Per l'esercizio 2009 e per il primo semestre del 2010, la parte dei ricavi riveniente da incentivazione è pari rispettivamente al 24% e al 22% dei ricavi totali, inclusi effetti di gestione del rischio *commodity* (al netto di Enel.si). La limitata dipendenza dagli incentivi (comprovata da una percentuale di ricavi rivenienti da incentivazione che si colloca tra le più basse rispetto a quella di operatori del settore comparabili all'Emittente¹⁹) consente di mitigare l'esposizione del Gruppo al rischio di eventuali cambiamenti futuri delle politiche di incentivazione.

Disponibilità di conoscenze tecnologiche di primo livello

Il Gruppo dispone di conoscenze tecnologiche di primo livello su tutte le tecnologie in cui opera.

Nella geotermia, Enel Green Power eredita in Italia oltre un secolo di esperienze nel settore dell'alta entalpia, con solide competenze in tutte le fasi chiave della catena del valore ossia nello sviluppo, nell'ingegneria e nella gestione degli impianti.

Nell'idroelettrico, Enel Green Power è il primo operatore di impianti idroelettrici di piccola e media dimensione in Italia²⁰ (1.509 MW al 30 giugno 2010), e possiede competenze in tutte le fasi chiave della catena del valore ossia nello sviluppo, nell'ingegneria e nella gestione degli impianti.

Nel solare, Enel Green Power ha scelto di entrare nell'intera filiera (inclusa la fabbricazione di pannelli fotovoltaici) affiancata ai migliori partner tecnologici a livello mondiale. Enel Green Power è attiva nello sviluppo, realizzazione e gestione di grandi parchi fotovoltaici di proprietà nelle aree geografiche in cui opera. Attraverso Enel.si e la sua rete di installatori, inoltre, il Gruppo fornisce impianti fotovoltaici, solari termici, mini-eolici, pompe di calore geotermiche e servizi di efficienza energetica a clienti domestici e piccole e medie imprese.

Nell'eolico, il Gruppo ha la possibilità di usufruire, attraverso Enel Green Power España, della consolidata esperienza di Endesa Generación S.A. nelle diverse fasi dello sviluppo di tale settore di attività.

Consolidata presenza nel settore della geotermia

Enel Green Power possiede conoscenze consolidate ed uniche nel settore della generazione di energia elettrica da fonte geotermica, avendo acquisito per scissione da Enel l'impianto di Larderello, unico campo di produzione al mondo fino al 1958, ed oggi una delle principali e più stimate realtà di produzione geotermoelettrica ad alta entalpia, con oltre 700 MW installati.

In questo settore, Enel Green Power può contare su (i) una presenza integrata lungo tutta la catena del valore (esplorazione, progettazione, costruzione impianti, gestione); (ii) competenza ed esperienza nelle più importanti varianti tecnologiche, ovvero "alta entalpia" (tecnologia più complessa), e la "media entalpia" (tecnologia meno complessa e a maggior potenziale); e (iii) un *know-how* innovativo sviluppato sul campo: gestione della risorsa (reiniezione e stimolazione), delle metodologie geofisiche (sismica 3D), della perforazione (individuazione e coltivazione di serbatoi profondi) e del miglioramento delle prestazioni ambientali (impianti di abbattimento emissioni, rivestimenti con materiali innovativi di palette delle turbine, processi per rimozione di agenti corrosivi dai fluidi).

¹⁹ Fonte: Elaborazione della società basata sui dati al 31 dicembre 2009 pubblicamente disponibili di Iberdrola Renovables, EDP Renováveis, EDF Energies Nouvelles.

²⁰ Fonte: elaborazione Enel Green Power da dati Terna.

Costituzione in corso di una piattaforma integrata nel settore solare

Nel settore del solare il Gruppo è presente nell'intera catena del valore, dalla produzione dei moduli solari, grazie anche alla *partnership* con Sharp e STM, alla vendita *retail* tramite Enel.si.

In particolare, nel progetto, attualmente in corso di realizzazione di una fabbrica a Catania per la produzione di pannelli fotovoltaici, Sharp metterà a disposizione una tecnologia innovativa proprietaria (il film sottile a tripla giunzione) mentre STM metterà a disposizione le capacità manifatturiere locali e la proprietà del sito. Inoltre sono previste attività congiunte di ricerca e sviluppo sul fotovoltaico, grazie anche alle competenze del centro di ricerca di Enel S.p.A. a Catania.

Tramite Enel.si, il Gruppo dispone in Italia, Paese con potenziale di crescita tra i più alti in Europa²¹ nel settore del solare, di una rete capillare di installatori in *franchising* per l'offerta a clienti privati del segmento residenziale, piccole e medie imprese, aziende del segmento SOHO (*Small Office Home Office*), imprese del settore terziario e industriale.

Efficace modello di sviluppo supportato da un'ampia pipeline

Enel Green Power ha definito un efficace *development model* che fissa le basi per una crescita modulata sulle caratteristiche di ogni differente tecnologia in portafoglio, con attenzione all'assorbimento di cassa, legato ai costi e ad alla durata dei periodi di investimento, e alla successiva capacità di generazione di cassa, in base ai profili di produzione, alla durata della vita economica degli impianti per ogni tecnologia ed ai prezzi dell'energia elettrica a cui questa può essere ceduta.

Il *business development* prevede diverse modalità di sviluppo (la realizzazione di progetti *greenfield*, l'acquisizione di asset operativi o di progetti in fase più o meno avanzata di sviluppo, la stipula di accordi *co-development* con sviluppatori internazionali o locali in relazione ad un portafoglio di progetti già in corso di sviluppo o di realizzazione); l'utilizzo congiunto di queste modalità consente ad Enel Green Power di aumentare la propria penetrazione nei mercati e di estendere le opzioni di crescita a disposizione.

Grazie a questa opzionalità nonché alla possibilità di disporre di una *pipeline* caratterizzata da un ampio numero di progetti geograficamente diversificati, Enel Green Power è in grado di adattare la propria presenza secondo le risorse disponibili e il quadro economico-regolatorio delle diverse aree geografiche, mitigando i rischi di portafoglio e modulando i propri investimenti e la propria crescita tramite un'appropriata combinazione di progetti in funzione dei tempi di sviluppo e del rapporto rischio/rendimento degli stessi.

Struttura organizzativa orientata per processi

La struttura organizzativa è orientata per processi ed alla massimizzazione dei risultati, tramite (i) presidio centrale delle decisioni di investimento (*capital allocation*) orientato alla massimizzazione dei ritorni in considerazione del rischio complessivo; (ii) presidio centrale funzioni di Engineering Procurement & Construction; (iii) presidio locale (per Paese o area) sulla gestione degli impianti orientato alla massimizzazione dell'EBITDA generato (massimizzazione della disponibilità degli impianti, dell'ottimizzazione dei costi, dell'*energy management*); (iv) costituzione di una struttura dedicata al monitoraggio dell'efficienza degli impianti e al trasferimento/applicazione delle migliori pratiche di gestione e manutenzione; (v) possibilità di sfruttare significative economie di scala (acquisti); (vi) un *management team* fortemente motivato con dimostrate abilità; (vii) modello di incentivazione del management sulla base dei principali risultati aziendali.

²¹ Fonte: European PhotoVoltaic Industry Association, Global market potential and production capacity 2010-2014, marzo 2010.

Capital allocation centralizzata e flessibile

La *Capital Allocation* è effettuata centralmente da un apposito organo decisionale (comitato investimenti), in modo da accentrare l'esame di tutte le opportunità di investimento in tutti i settori tecnologici e mercati geografici. Non esiste una allocazione rigida degli investimenti; ciò si traduce in rendimenti attesi più elevati rispetto a quelli raggiungibili operando in una sola tecnologia o in un numero ridotto di mercati.

Appartenenza al Gruppo Enel

L'appartenenza del Gruppo al gruppo Enel comporta i seguenti vantaggi: (i) relazioni di primo livello con regolatori locali (Italia, Spagna, America Latina); (ii) relazioni consolidate con i principali fornitori mondiali; (iii) possibilità di utilizzare le conoscenze di Enel ed Endesa in settori contigui (eg. ingegneria trasmissione/distribuzione, acquisti); (iv) possibilità di beneficiare di linee di credito infragruppo e (v) accesso alle capacità del dipartimento "ingegneria e innovazione" della capogruppo; (vi) riconoscimento del *brand* a livello internazionale.

B. Fonti di generazione in cui è attivo il Gruppo

Il Gruppo opera principalmente nel settore della generazione di energia elettrica (i) idroelettrica, (ii) geotermica, (iii) eolica, (iv) solare e (v) da altre fonti.

In particolare, nel primo semestre 2010:

- (i) l'energia da fonte idroelettrica prodotta dal Gruppo costituiva il 53% della produzione netta complessiva del Gruppo con una percentuale di produzione soggetta a incentivazione del 14% (pari rispettivamente al 51% e al 14% nell'esercizio 2009);
- (ii) l'energia da fonte geotermica prodotta dal Gruppo costituiva il 25% della produzione netta complessiva del Gruppo con una percentuale di produzione soggetta a incentivazione del 28% (pari rispettivamente al 25% e al 34% nell'esercizio 2009);
- (iii) l'energia da fonte eolica prodotta dal Gruppo costituiva il 20% della produzione netta complessiva del Gruppo con una percentuale di produzione soggetta a incentivazione del 96% (pari rispettivamente al 21% e al 96% nell'esercizio 2009);
- (iv) l'energia da fonte solare prodotta dal Gruppo costituiva lo 0,1% della produzione netta complessiva del Gruppo con una percentuale di produzione soggetta a incentivazione del 95% (pari rispettivamente allo 0,1% e al 93% nell'esercizio 2009);
- (v) l'energia da altre fonti prodotta dal Gruppo costituiva l'1,9% della produzione netta complessiva del Gruppo con una percentuale di produzione soggetta a incentivazione del 60% (pari rispettivamente al 2,9% e al 100% nell'esercizio 2009).

Idroelettrico

Un impianto idroelettrico trasforma l'energia cinetica di una massa d'acqua in energia elettrica. Generalmente un impianto idroelettrico raccoglie ad una quota superiore una massa d'acqua, presente in corsi d'acqua o in invasi naturali, e la convoglia in un macchinario elettromeccanico posto ad una quota inferiore, dove avviene la generazione di energia elettrica. Il dislivello tra le quote superiore e inferiore è il *salto*, mentre la quantità di acqua utilizzata nell'unità di tempo è la *portata*. Salto e portata determinano la potenza teorica dell'impianto, ovvero la quantità di energia elettrica prodotta nell'unità di tempo.

Gli impianti idroelettrici possono essere programmabili o non programmabili. Sono impianti programmabili quelli che sono provvisti di una capacità di invaso alla presa dal corso d'acqua atta a modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale rispetto a quello di deflusso naturale (*a bacino* o *a serbatoio*), mentre sono impianti non programmabili gli impianti idroelettrici cd. *fluenti*. Gli impianti *a bacino* e *a serbatoio* sfruttano il flusso idrico naturale di laghi o bacini artificiali, dei quali in alcuni casi si aumenta la capienza con sbarramenti e dighe. Gli impianti *a serbatoio* inoltre ricavano la disponibilità di acqua nel serbatoio superiore mediante sollevamento elettromeccanico (con pompe o con la stessa turbina di produzione) dal serbatoio posto a valle. Gli impianti idroelettrici *fluenti*, al contrario, non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua (fiume, torrente, ecc.); quindi la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua.

Gli impianti di cui Enel Green Power dispone sono costituiti essenzialmente da impianti “*mini-hydro*” (impianti di piccola taglia, la cui capacità massima varia a seconda della giurisdizione in cui sono situati; in Italia, tali impianti hanno capacità installata inferiori a 1 MW) da “*small hydro*” (in Italia, impianti con potenza compresa tra 1 MW e 10 MW) e da impianti “*large-hydro*” (in Italia, impianti con potenza superiore ai 10 MW) di tipologia fluente.

Gli impianti idroelettrici sono caratterizzati da (i) una elevata rapidità di entrata in servizio – qualche minuto – che li rende adatti per svolgere funzioni di punta e di riserva, (ii) una grande flessibilità in termini di capacità di seguire l'andamento rapidamente mutevole del carico nei periodi di punta, (iii) una elevata disponibilità, continuità e sicurezza del servizio.

In base all'esperienza dell'Emittente, le fasi e i tempi medi necessari per lo sviluppo di un progetto idroelettrico possono variare da un minimo di 4 a un massimo di 10-12 anni.

Le verifiche preliminari per la realizzazione di un impianto idroelettrico consistono nella valutazione della risorsa (acqua) disponibile, in misurazioni topografiche e studi geologici. Si verifica inoltre la presenza di strade di accesso al sito e la distanza dalla linea di trasporto dell'energia generata. In questa fase si accerta la presenza di possibili vincoli ambientali e la vicinanza a comunità locali e si realizza un progetto preliminare dell'impianto, si considerano, in via approssimata, i costi di realizzazione e si calcolano la possibile capacità installata e la produzione attesa.

La fase di ingegneria consiste nella realizzazione del progetto dell'impianto idroelettrico comprensivo delle opere civili di regolazione delle acque, delle parti elettromeccaniche dell'impianto (turbina, generatore), del sistema di controllo e gestione dell'impianto e delle opere per la connessione alla linea di trasmissione dell'energia generata.

Nella fase di *permitting* si richiedono tutte le autorizzazioni necessarie alla realizzazione e alla successiva gestione dell'impianto idroelettrico (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto).

Infine, la fase di realizzazione dell'impianto può avere una durata molto variabile, in funzione della importanza delle opere civili da realizzare, della facilità di accesso al sito, della disponibilità locale dei materiali da costruzione. Nel migliore dei casi, piccoli impianti idroelettrici possono essere realizzati in un arco di tempo compreso tra 9 e 12 mesi. Nel caso di grandi impianti, in cui possono essere presenti grandi dighe e opere di trasporto come lunghi canali e gallerie, il tempo di realizzazione dell'impianto può arrivare anche fino a 7 anni.

Fra le varie fonti di produzione di energia rinnovabili, quella idroelettrica occupa una posizione di assoluto rilievo a livello mondiale; alla data del 31 dicembre 2007, infatti, la capacità installata globale nel settore

idroelettrico era pari a circa 923 GW²² e si prevede che possa raggiungere da 1196 GW²³ a 1299 GW²⁴ nel 2020, con un tasso di crescita annuo pari al 2% e al 3%²⁵.

Geotermico

Per energia geotermica si intende l'energia contenuta sotto forma di calore nel sottosuolo, che in modo costante si trasferisce verso la superficie. Tale energia, presente ovunque, può essere sfruttata economicamente quando un fluido intrappolato in un serbatoio sotterraneo raggiunge la superficie attraverso fratture della crosta terrestre o pozzi artificiali. La maggior parte delle risorse geotermiche ad alta temperatura è presente in alcune aree tettoniche fra le quali l'Italia, l'Islanda, l'Indonesia e altri Paesi asiatici, la Nuova Zelanda nonché alcuni Paesi del continente americano, caratterizzate dalla presenza di vulcani e maggiore sismicità.

Gli impianti di generazione geotermoelettrica possono impiegare un ciclo a vapore oppure un ciclo binario in relazione alle diverse tipologie dei campi geotermici e quindi alle caratteristiche termodinamiche del fluido erogato dai pozzi. In particolare, nei casi in cui le temperature di serbatoio sono superiori ai 180°C (ciclo a vapore) il vapore geotermico viene immesso direttamente in una turbina alla quale è accoppiato un generatore elettrico. Quando le temperature dei campi geotermici sono inferiori ai 180°C (ciclo binario) il calore del fluido geotermico viene utilizzato per far vaporizzare un fluido organico con basso punto di ebollizione, il quale viene immesso in una turbina collegata a un generatore di corrente elettrica. In entrambi i casi, il fluido geotermico viene successivamente iniettato nuovamente nel serbatoio, senza pertanto produrre emissioni artificiali.

Lo sviluppo di progetti geotermici è articolato attraverso una serie di attività strettamente interconnesse, che richiedono competenze eterogenee e specializzate, che vanno dal *risk management* a competenze ingegneristiche e geologiche. Oltre ad essere l'operatore attivo da più tempo nel settore, Enel Green Power è presente lungo tutte le fasi della catena del valore, che vanno dall'esplorazione superficiale sino alla messa in esercizio degli impianti, producendo sinergie e mitigazione dei rischi connessi all'attività.

L'intero lasso di tempo necessario per lo sviluppo di un progetto geotermico copre un periodo compreso tra 4 e 5 anni.

In particolare, l'individuazione dei campi geotermici inizia con l'esplorazione superficiale, che comprende indagini geologiche, geochimiche, geofisiche e la perforazione di pozzetti esplorativi (profondi qualche centinaio di metri) per misure di temperatura (gradiente geotermico) e di flusso di calore terrestre.

Sulla base dell'analisi e interpretazione dei dati raccolti si decide se proseguire con l'esplorazione profonda, che consiste nella perforazione di alcuni pozzi esplorativi e nella loro caratterizzazione con prove di iniezione e produzione, per verificare la presenza e le caratteristiche di un serbatoio geotermico industrialmente sfruttabile.

Questa è la fase più importante di tutto il processo, perché con i pozzi esplorativi vengono determinati i parametri principali (profondità del serbatoio, condizioni di temperatura e pressione, permeabilità delle formazioni rocciose che costituiscono il serbatoio, caratteristiche chimiche dei fluidi di strato, ecc.) sulla base dei quali viene presa la decisione di proseguire con la fase di sviluppo, che comprende la perforazione dei

²² Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009.

²³ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, Reference Scenario.

²⁴ Fonte: Elaborazione da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, 450 Scenario.

²⁵ Fonte: Elaborazione da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, i due tassi di crescita sono stati ricavati rispettivamente dal Reference e dal 450 Scenario.

pozzi necessari per la produzione e reiniezione dei fluidi, l'installazione degli impianti di separazione, delle tubazioni di trasporto per le fasi liquida e vapore e la costruzione della centrale per la produzione elettrica.

I costi di produzione dell'energia geotermoelettrica sono essenzialmente legati all'elevato investimento iniziale per ogni kW installato e sono alquanto diversi per i vari campi, in relazione alle loro diverse caratteristiche. I costi di perforazione dei pozzi hanno una forte incidenza (50-60%) sull'investimento totale e sono fortemente condizionati dalle caratteristiche dei serbatoi geotermici.

A fronte degli alti costi di investimento (i più elevati rispetto a quelli delle altre fonti rinnovabili), il Load Factor attuale pari a circa il 73% (ma che si stima che possa raggiungere il 90% nel 2050 mediante un processo di rinnovamento del parco impianti e di ammodernamento tecnologico²⁶) rende i costi di generazione (euro/MWh) comparabili con quelli del settore eolico, con il grande vantaggio di avere la generazione disponibile in modo continuativo 24 ore su 24 e non soggetta a eventi atmosferici.

Alla data del 31 dicembre 2007, la capacità installata nel settore geotermico nel mondo era pari a circa 11 GW²⁷, e si prevede che possa raggiungere da 19 GW²⁸ a 20 GW²⁹ nel 2020, con un tasso di crescita medio annuo pari al 4% e al 5%³⁰. Il mercato è caratterizzato da una crescita lenta ma costante, con tendenza allo sfruttamento principalmente dei sistemi geotermici con temperature più elevate, mediante impianti a ciclo a vapore, e, in secondo luogo, dei sistemi caratterizzati da temperature inferiori attraverso impianti a ciclo binario, generalmente di dimensioni minori.

Eolico

L'energia eolica è l'energia posseduta dal vento generata dal movimento di masse d'aria che si spostano da aree ad alta pressione atmosferica verso aree adiacenti di bassa pressione, con velocità proporzionale alla differenza di pressione. L'energia eolica viene sfruttata mediante l'impiego di aerogeneratori in grado di trasformare l'energia eolica in energia meccanica di rotazione per la produzione di energia elettrica. Tale conversione è attuata mediante un rotore, costituito da pale calettate su un mozzo, collegato tramite un albero e un moltiplicatore di giri ad un generatore elettrico il quale, attraverso sistemi di trasformazione e collegamento, immette energia nella rete elettrica. Le principali caratteristiche che distinguono un aerogeneratore sono il diametro del rotore, la tipologia e potenza del generatore, il sistema di controllo dell'orientamento delle pale e la classe di vento caratteristica.

Anche lo sviluppo di progetti eolici è articolato attraverso una serie di attività connesse tra loro, in relazione alle quali il Gruppo ha maturato competenze consolidate e specializzate. In base all'esperienza dell'Emittente, le fasi e i tempi medi necessari per lo sviluppo di un progetto eolico possono variare da un minimo di 2 a un massimo di 4 anni.

La fase dello sviluppo di un progetto eolico inizia con la selezione di un sito, effettuata inizialmente tenendo conto di tutti i dati tecnici ed ambientali disponibili, al fine di identificare tutti i vincoli esistenti di natura tecnica, economica ed ambientale.

²⁶ Fonte: International Geothermal Association – Fridleifsson, I.B. et al., 2008: *The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change*, IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Luebeck, Germany 21-25th January 2008.

²⁷ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009.

²⁸ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, Reference Scenario.

²⁹ Fonte: Elaborazione da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, 450 Scenario.

³⁰ Fonte: Elaborazione da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, i due tassi di crescita sono stati ricavati rispettivamente dal Reference e dal 450 Scenario.

Parallelamente allo svolgimento delle analisi tecniche, viene verificato anche l'impatto ambientale del progetto sulle aree limitrofe, conformemente a quanto disposto dalle normative locali applicabili (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.4 del Prospetto).

Tali studi iniziali considerano tutti gli aspetti che saranno oggetto di successive verifiche e valutazioni più approfondite, al fine di evidenziare immediatamente possibili "punti deboli" dell'iniziativa.

Una volta identificato un sito per il quale si consideri opportuno procedere ad ulteriori analisi tecniche volte a definire puntualmente la velocità del vento, stimata preliminarmente nella fase di *scouting* attraverso lo studio di mappe anemologiche dell'area, risultati di modellazione al computer, dati da uffici meteorologici o altro, e previa acquisizione dei diritti necessari sui terreni dell'area interessata, si procede all'installazione di una torre anemometrica. Si avvia così il monitoraggio, della durata minima di un anno, necessario per la determinazione puntuale della risorsa energetica e per l'acquisizione delle informazioni necessarie alla valutazione economica per la verifica della sostenibilità commerciale del progetto. Si avvia, inoltre, uno studio di dettaglio per l'identificazione dei vincoli ambientali al fine di identificare il percorso autorizzativo da seguire, si verificano i vincoli urbanistici e archeologici e si completa lo studio di fattibilità dell'impianto di generazione.

Si procede, quindi, alla progettazione di massima dell'impianto necessaria per l'ottenimento delle autorizzazioni propedeutiche alla costruzione. Solo successivamente si provvede a definire il progetto esecutivo, ad ottenere le necessarie autorizzazioni e a procedere con la costruzione.

L'energia da fonte eolica è in forte crescita nel mercato mondiale, alla data del 31 dicembre 2007, infatti, la capacità installata globale nel settore eolico era pari a circa 96 GW³¹, e si prevede che possa raggiungere da 422 GW³² a 559 GW³³ nel 2020, con un tasso di crescita medio annuo pari al 12% e al 15%³⁴.

Solare

L'energia solare deriva dalla radiazione solare, prodotta a sua volta dai processi di fusione dell'idrogeno contenuto nel sole. L'energia solare può essere utilizzata mediante impianti fotovoltaici che la convertono direttamente in energia elettrica ovvero mediante impianti solari termici, che la convertono in calore.

Un impianto solare fotovoltaico è costituito da un insieme di moduli fotovoltaici e da ulteriori elementi. I moduli fotovoltaici costituiscono l'elemento principale dell'impianto in quanto la loro esposizione alla radiazione solare determina la produzione di energia. All'interno del modulo ci sono le celle fotovoltaiche, generalmente costituite da sottilissime "fette" di silicio (un semiconduttore ottenuto a partire dalla sabbia attraverso un processo chimico-fisico) che, opportunamente trattate, danno luogo alla conversione diretta dell'energia luminosa in energia elettrica. A seconda delle caratteristiche del materiale utilizzato per realizzare la cella si parla di moduli in silicio monocristallino (la cella è ricavata da un blocco di silicio cilindrico in cui gli atomi sono disposti a costituire un unico cristallo), policristallino (gli atomi di silicio sono comunque ordinati a costituire una moltitudine di cristalli uniti fra loro all'interno di pezzi a forma di lingotto), amorfo (gli atomi di silicio sono disposti in modo disordinato, depositi su un substrato di vetro). Queste tre tipologie di celle, e conseguentemente i moduli da esse ricavate, si differenziano per l'aspetto esteriore e per l'efficienza, via via decrescente passando dalle monocristalline alle amorfe. Esiste un'altra tipologia di moduli fotovoltaici, i moduli "Thin Film" prodotti attraverso una nuova tecnologia che permette

³¹ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009.

³² Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, Reference Scenario.

³³ Fonte: elaborazione da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, 450 Scenario.

³⁴ Fonte: elaborazione da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, i due tassi di crescita sono stati ricavati rispettivamente dal Reference e dal 450 Scenario.

di creare delle celle più sottili ed economiche, costituite da più strati di diversi materiali semiconduttori (a base di silicio e non); tali moduli posseggono una maggiore resistenza della producibilità alla alte temperature ed una minore perdita di producibilità nel tempo rispetto alle altre tecnologie.

Enel Green Power è impegnata nello sviluppo di una filiera manifatturiera italiana per la produzione di moduli fotovoltaici Thin Film ad alta efficienza.

Gli altri componenti costituenti gli impianti fotovoltaici sono le strutture di sostegno dei moduli, l'inverter, il sistema di controllo, i misuratori di energia, i quadri elettrici e i cavi di collegamento.

La tecnologia degli impianti solari termici a concentrazione trasforma l'energia irradiata dal sole in energia termica, ossia calore, che può essere utilizzato per produrre energia elettrica mediante turbine. Il centro di un sistema solare termico a concentrazione è il campo solare, costituito da specchi, spesso di forma parabolica, che concentrano la luce diretta del sole su un tubo ricevitore. Dentro il tubo scorre un fluido (fluido termovettore) che scaldandosi permette il trasporto dell'energia ad uno scambiatore di calore. Mediante questo dispositivo il calore viene ceduto a dell'acqua che si trasforma in vapore e quest'ultimo, a sua volta, viene utilizzato per muovere delle turbine collegate a degli alternatori che generano corrente elettrica.

Negli impianti solari termici a concentrazione più avanzati è presente un serbatoio di accumulo del fluido termovettore, il quale permette di disporre di energia termica anche in momenti di scarsa o nulla insolazione (come la notte) consentendo all'impianto la continuità di esercizio.

Il ciclo di vita di un impianto solare si può dividere in tre fasi principali: la fase di sviluppo, quella di realizzazione e, infine, quella di esercizio.

Secondo l'esperienza dell'Emittente, il processo di sviluppo di questa tipologia di impianti si snoda in 4 fasi e necessita di un periodo compreso tra diciotto e trenta mesi per essere completato.

La fase dello sviluppo di un progetto solare inizia con la selezione di un sito potenzialmente idoneo, effettuata tenendo conto della producibilità, della vicinanza alla rete di trasmissione, di eventuali vincoli ambientali e diritti sui terreni interessati, dell'impatto sulla comunità locale.

Gli aspetti chiave della verifica della fattibilità tecnica consistono nella caratterizzazione puntuale della locazione del sito, delle condizioni di accesso, della geomorfologia del sito (inclinazione, orientamento, vicinanza a boschi, corsi d'acqua, sorgenti, consistenza geologica, ecc.), della superficie complessiva disponibile, delle condizioni di ombreggiamento.

Nella fase di *permitting* si richiedono tutte le autorizzazioni necessarie alla realizzazione e alla successiva gestione dell'impianto solare (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto). La successiva fase consiste nella progettazione dell'impianto, ivi compresa la stima della capacità da installare e della produzione, effettuata sulla base delle informazioni acquisite nella fase di *scouting* del sito.

L'energia da fonte solare è in forte crescita nel mercato mondiale, alla data del 31 dicembre 2007, infatti, la capacità installata globale nel settore solare era pari a circa 9 GW³⁵, e si prevede che possa raggiungere da 102 GW³⁶ a 137 GW³⁷ nel 2020, pari al 21% e al 23%³⁸.

³⁵ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009.

³⁶ Fonte: International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, Reference Scenario.

³⁷ Fonte: Elaborazioni da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, 450 Scenario.

³⁸ Fonte: Elaborazione da International Energy Agency, World Energy Outlook 2009, i due tassi di crescita sono stati ricavati rispettivamente dal Reference e dal 450 Scenario.

Altre fonti

- Biomasse

Le biomasse sono materiali di origine organica che non hanno subito dei processi di fossilizzazione (e ciò le differenzia dai combustibili fossili, quali petrolio, carbone, metano, ecc.). In particolare, sono composti organici formati principalmente da carbonio, ossigeno e idrogeno, e hanno un potere calorifico inferiore a quello degli altri composti organici (quali carbone e torba).

Le biomasse possono essere classificate come biomasse vegetali (legnose, non legnose, rifiuti trattati, o combustibili trattati) o biomasse animali.

La valorizzazione energetica dei materiali organici contribuisce alla produzione di energia termica e, con impianti di medie o grosse dimensioni, può produrre anche energia elettrica. Le biomasse possono essere convertite in energia (calore o elettricità) o vettori energetici (olio o gas), usando sia le tecnologie di conversione termochimiche che biochimiche. Tra tutte la combustione è la più utilizzata, soprattutto per i suoi bassi costi; altri metodi di conversione termochimica delle biomasse sono la gassificazione e la pirolisi. La pirolisi degrada termicamente la biomassa, a temperature comprese tra 200°C e 600°C, in assenza di ossigeno, e dà luogo a un gas di scarto, formato principalmente da vapore e anidride carbonica e un combustibile solido con una maggiore densità energetica, che rende più facile il trasporto. La gassificazione consiste in un'ossidazione parziale della biomassa a temperature comprese tra 800°C e 1100°C: il prodotto di questo processo è un combustibile gassoso, formato principalmente da idrogeno e monossido di carbonio. I metodi di conversione biochimica più usati sono la fermentazione, attraverso cui si può estrarre etanolo dallo zucchero, e la digestione anaerobica, che porta alla formazione di biogas. Infine, da semi vegetali si può estrarre meccanicamente il biodiesel.

Nonostante la conversione delle biomasse generi emissioni, queste sono considerate una fonte di energia a impatto ambientale zero. Infatti, durante la loro crescita le piante assorbono anidride carbonica dall'aria e la convertono tramite la fotosintesi in cellulosa e lignina, grazie all'energia fornita dai raggi solari, che viene "stoccata" nelle biomasse. A seguito della combustione delle biomasse si producono emissioni di anidride carbonica che, quindi, rientrano nel normale ciclo del carbonio e portano ad un equilibrio fra anidride carbonica emessa e assorbita.

- Cogenerazione

La cogenerazione è la produzione congiunta e contemporanea di energia elettrica (o meccanica) e calore utile a partire da una singola fonte energetica, attuata in un unico sistema integrato che utilizza il medesimo combustibile per due scopi differenti. Tale tecnologia consente pertanto un più efficiente utilizzo della fonte energetica primaria, con risparmi economici nei processi produttivi soprattutto laddove esista contemporaneità tra prelievi elettrici e prelievi termici.

Generalmente i sistemi di cogenerazione sono formati da un motore primario, un generatore, un sistema di recupero termico e interconnessioni elettriche.

Il motore primario è un qualunque motore utilizzato per convertire il combustibile in energia meccanica, il generatore la converte in energia elettrica, mentre il sistema di recupero termico raccoglie e converte l'energia contenuta negli scarichi del motore primario in energia termica utilizzabile.

La produzione combinata può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fossile fino ad oltre l'80%, consentendo di ottenere, rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore, una riduzione dei costi e delle emissioni di inquinanti e di gas ad effetto serra.

Rispetto alle centrali elettriche, la cogenerazione ha natura distribuita e si realizza mediante piccoli impianti che sono in grado di generare calore ed elettricità per grandi strutture (es. ospedali, alberghi ecc.) o piccoli centri urbani. La combustione nelle piccole centrali a cogenerazione raggiunge risparmi fino al 40% nell'utilizzo delle fonti primarie di energia.

Oltre al beneficio derivante dal miglior uso del combustibile rispetto alla generazione termoelettrica tradizionale, la presenza di un impianto di cogenerazione ben dimensionato consente di aumentare la sicurezza della fornitura elettrica e di migliorarne la qualità, proteggendo da interruzioni e cali di tensione.

6.1.2 Business unit attraverso le quali il Gruppo opera

Alla Data del Prospetto, il Gruppo opera attraverso le seguenti *business unit* nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili:

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

Attraverso la *business unit* Enel.si, società interamente controllata da Enel Green Power, inoltre, il Gruppo è attivo nell'offerta di prodotti, servizi e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia (fotovoltaico, mini-eolico, solare termico, pompe geotermiche e altro) e per il risparmio e l'efficienza energetica negli usi finali attraverso una rete di negozi in *franchising* composta, alla data del 30 giugno 2010, da 548 installatori, negozi e punti vendita specializzati, distribuiti in modo capillare sul territorio nazionale (517 al 31 dicembre 2009).

I dati operativi e finanziari pro-forma relativi all'esercizio 2009 inclusi all'interno del presente capitolo e ripartiti tra le diverse *business unit* in cui il Gruppo opera non differiscono dai corrispondenti dati storici relativi all'esercizio 2009, fatta eccezione per Spagna e Portogallo inclusi nell'area Iberia e America Latina, in considerazione dell'attività operata all'interno di tale area da Enel Green Power España.

6.1.2.1 ITALIA ED EUROPA

All'interno dell'area Italia ed Europa, il Gruppo opera in Italia, Grecia, Francia, Bulgaria e Romania. Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva in tale area di 376 impianti e di una capacità installata netta complessiva di 2.897 MW e, nel primo semestre 2010, la produzione netta di energia è stata pari a complessivi 6.632 GWh, di cui il 28% soggetta a incentivazione (12.047 GWh di cui il 28% soggetta a incentivazione nell'esercizio 2009).

La seguente tabella indica la capacità installata netta, la produzione netta di energia, il Load Factor e il numero di impianti del Gruppo all'interno dell'area Italia ed Europa ripartiti per fonte di generazione al 30 giugno 2010 e per il primo semestre 2010 nonché al 31 dicembre 2009 e per l'esercizio 2009.

AL E PER IL PRIMO SEMESTRE 2010	IMPIANTI		IMPIANTI	IMPIANTI	ALTRE FONTI	TOTALE
	IDROELETTRICI	GEOTERMICI	EOLICI	SOLARI		
Capacità Installata Netta (MW)	1.519	695	679	4	-	2.897
Produzione netta (GWh)	3.530	2.512	590	-	-	6.632
Load Factor (%)	53	83	21	3	-	53
Impianti (N.)	290	33	49	4	-	376
AL E PER L'ESERCIZIO 2009	IMPIANTI		IMPIANTI	IMPIANTI	ALTRE FONTI	TOTALE
	IDROELETTRICI	GEOTERMICI	EOLICI	SOLARI		
Capacità Installata Netta (MW)	1.519	695	641	4	-	2.859
Produzione netta (GWh)	6.248	5.000	797	2	-	12.047
Load Factor (%)	47%	84%	17%	5%	-	50%
Impianti (N.)	290	33	48	4	-	375

Al 30 giugno 2010, il Gruppo impiegava nell'area Italia e Europa 1.773 dipendenti.

In tale area, la vendita dell'energia prodotta dagli impianti del Gruppo avviene con differenti modalità nei diversi Paesi in cui opera. In particolare, in Italia, nel corso del primo semestre del 2010, il 67% (il 68% nell'esercizio 2009) dell'energia è stato venduto sulla Borsa Elettrica, mentre un ulteriore 27% (il 22% nell'esercizio 2009) è stato venduto attraverso la stipula di contratti che prevedono la consegna fisica dell'energia prodotta con l'Acquirente Unico, società interamente pubblica controllata dal GSE, nonché con Enel Trade e Enel Produzione, società integralmente controllate da Enel. Il restante 6% (il 10% nell'esercizio 2009) dell'energia prodotta è stato venduto a prezzo incentivato al GSE. In particolare, alla Data del Prospetto, l'Emittente ha in essere due contratti che prevedono la consegna fisica dell'energia prodotta all'Acquirente Unico. Il prezzo corrisposto per la vendita dell'energia è fisso per uno dei contratti, mentre per l'altro è indicizzato, tra l'altro, alla media aritmetica mensile delle quotazioni del Brent in un determinato mese, calcolata tenendo conto della media mensile dei valori giornalieri pubblicati dalla Banca Centrale Europea del cambio Euro / USD nel mese di riferimento.

Al fine di limitare l'esposizione alle fluttuazioni del prezzo di mercato dell'energia che si registra sulla Borsa Elettrica, il Gruppo stipula con Enel Trade contratti derivati relativi a una elevata percentuale della produzione attesa in Italia per più esercizi successivi, con l'obiettivo di coprire circa l'85% della produzione per un determinato esercizio entro il termine dell'esercizio precedente. Con riferimento al primo semestre 2010, attraverso la stipula di tali contratti, solamente una percentuale inferiore al 20% (al 9% nell'esercizio 2009) della produzione venduta in Italia è stata effettivamente esposta alle fluttuazioni dei prezzi della Borsa Elettrica.

In Francia, Grecia e Bulgaria, la vendita dell'energia prodotta avviene a prezzo fisso, trovando applicazione tariffe *feed-in* (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto).

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali dell'area Italia ed Europa per il primo semestre 2010 e 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL		ALE PER L'ESERCIZIO	
	PRIMO SEMESTRE		CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
		<i>unaudited</i>		
Ricavi verso terzi	575	599	1.103	1.175
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	54	47	118	(31)
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio <i>commodity</i>	629	646	1.221	1.144
Margine operativo lordo (EBITDA)	469	488	898	838
Utile operativo	314	334	581	493
Investimenti (al lordo contributi)	229	n.a.	453	387

Nell'area Italia ed Europa, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di una *pipeline* di complessivi 5.773 MW, suddivisa come segue:

(MW)	ITALIA	GRECIA	FRANCIA	BULGARIA	ROMANIA
Idroelettrico	47	5	-	-	-
Geotermico	48	-	-	-	-
Eolico	2.356	1.335	457	77	660
Solare	652	-	93	-	16
Altre fonti	15	12	-	-	-
Totale	3.118	1.352	550	77	676

Nell'area Italia ed Europa, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *in execution* (che comprende le categorie *ready to build* e *under construction*) per complessivi 436 MW, suddivisi come segue:

(MW)	ITALIA	GRECIA	FRANCIA	BULGARIA	ROMANIA	TOTALE
Idroelettrico	3	9	-	-	-	12
Geotermico	33	-	-	-	-	33
Eolico	128	36	84	-	104	352
Solare	39	-	-	-	-	39
Altre fonti	-	-	-	-	-	-
Totale	203	45	84	-	104	436

In particolare, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *ready to build* di complessivi 202 MW, suddivisi come segue:

(MW)	ITALIA	GRECIA	FRANCIA	BULGARIA	ROMANIA	TOTALE
Idroelettrico	1	9	-	-	-	10
Geotermico	-	-	-	-	-	-
Eolico	33	36	46	-	70	185
Solare	7	-	-	-	-	7
Altre fonti	-	-	-	-	-	-
Totale	41	45	46	-	70	202

Inoltre, nell'area Italia ed Europa, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *under construction* di complessivi 234 MW, suddivisi come segue:

(MW)	ITALIA	GRECIA	FRANCIA	BULGARIA	ROMANIA	TOTALE
Idroelettrico	2	-	-	-	-	2
Geotermico	33	-	-	-	-	33
Eolico	95	-	38	-	34	167
Solare	32	-	-	-	-	32
Altre fonti	-	-	-	-	-	-
Totale	162	-	38	-	34	234

Italia

In Italia, il Gruppo è il principale operatore nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili in termini di capacità installata e produzione netta³⁹.

In particolare, alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva in Italia di una capacità installata netta complessiva di 2.653 MW e, nel primo semestre del 2010, aveva una produzione netta di energia pari a complessivi 6.395 GWh (11.732 GWh nell'esercizio 2009).

La tabella che segue riporta il numero di impianti del Gruppo in Italia, alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per fonte di generazione, nonché la capacità installata netta dei medesimi.

	IMPIANTI (N°)			CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)		
	30 GIUGNO	31 DICEMBRE		30 GIUGNO	31 DICEMBRE	
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Impianti idroelettrici	288	288	289	1.509	1.509	1.510
Impianti eolici	31	31	27	445	429	362
Impianti geotermici	33	33	32	695	695	671
Impianti solari	4	4	4	4	4	4
Totale	356	356	352	2.653	2.637	2.547

La tabella che segue riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo in Italia, ripartiti per fonte di generazione, per il primo semestre 2010 e 2009 nonché per l'esercizio 2009 e 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)			
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO	
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008
Impianti idroelettrici	3.514	3.618	6.231	5.235	54	55	47	40
Impianti geotermici	2.512	2.477	5.000	5.181	83	85	84	88
Impianti eolici	369	241	499	467	19	15	14	16
Impianti solari	0	1	2	2	3	6	5	5
Totale	6.395	6.337	11.732	10.885	56	57	52	49

³⁹ Fonte: elaborazioni Enel Green Power da dati Terna.

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi all'Italia per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE		ALE PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009 <i>unaudited</i>	2009	2008
Ricavi verso terzi	550	588	1.070	1.151
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	54	47	118	(31)
Margine operativo lordo (EBITDA)	453	480	877	824
Utile operativo	305	333	572	490
Investimenti (al lordo contributi)	211	n.a.	343	387

Idroelettrico

Enel Green Power è il principale produttore di energia da fonte idroelettrica non programmabile in Italia⁴⁰. In particolare, alla data del 30 giugno 2010, Enel Green Power disponeva di 288 concessioni di derivazioni idroelettriche per impianti non programmabili, tra i quali 97 qualificati come “*mini-hydro*” (impianti inferiori a 1 MW), 152 classificabili come “*small hydro*” (impianti con potenza compresa tra 1 MW e 10 MW) e 39 impianti di potenza maggiore a 10 MW. Tali impianti sono distribuiti in tutto il territorio italiano e hanno una capacità installata netta, al 30 giugno 2010, pari a 1.509 MW. Nel primo semestre 2010 è stata immessa in rete una produzione pari a circa 3,5 milioni di MWh con un Load Factor pari al 54% (rispettivamente pari a 6,23 milioni di MWh e al 47% per l'esercizio 2009).

Alla Data del Prospetto, è in corso un programma di rinnovamento e *re-powering* di alcuni dei suddetti impianti, che prevede l'installazione di nuovi macchinari. Gli impianti idroelettrici del Gruppo sono operati in regime di concessione con scadenza, per la maggior parte degli stessi, al 2029. Alla scadenza, le concessioni idroelettriche saranno affidate sulla base di apposite procedure d'evidenza pubblica, secondo quanto previsto dall'articolo 12 del Decreto Bersani (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto). Antecedentemente alla costituzione della Società, tali concessioni erano in capo a Enel Produzione S.p.A. e, alla Data del Prospetto, il relativo procedimento di volturazione a favore di Enel Green Power si è concluso, ad eccezione di alcuni impianti per i quali i procedimenti di voltura sono subordinati al completamento di *iter* di varianti e sanatorie precedentemente avviati.

Al 30 giugno 2010, Enel Green Power disponeva di n. 52 impianti idroelettrici qualificati “IAFR” dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni.

Geotermico

In Italia, alla data del 30 giugno 2010 il Gruppo disponeva di 33 impianti geotermici, localizzati in Toscana per una capacità installata netta pari a 695 MW, una produzione netta per il primo semestre 2010 pari a circa 2,5 TWh e un Load Factor dell'83% (rispettivamente pari a 5 TWh e all'84% per l'esercizio 2009).

Gli impianti geotermoelettrici sono dislocati in Val di Cecina e sul Monte Amiata, nelle province di Pisa, Siena e Grosseto, e consentono inoltre di alimentare alcuni impianti di teleriscaldamento.

⁴⁰ Fonte: elaborazioni Enel Green Power da dati Terna.

L'expertise e le competenze tecniche del Gruppo in questo settore risalgono agli anni Sessanta del secolo scorso, quando la capogruppo intraprese lo sviluppo del campo geotermico di Larderello. Proprio a Larderello fu installata nel 1913 la prima centrale geotermoelettrica al mondo.

Le competenze decennali acquisite consentono a Enel Green Power di prelevare il vapore da pozzi profondi fino a oltre 4.000 metri. La centrale geotermica di Bagnore 3, sul Monte Amiata, è stata la prima ad essere stata dotata (dal 2002) dell'innovativo sistema di abbattimento delle emissioni AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato), una tecnologia sviluppata e brevettata dalla ricerca del Gruppo Enel che permette di ridurre in maniera significativa le emissioni naturali associate al vapore geotermico che alimenta le centrali (Cfr. Sezione I, Capitolo XI, Paragrafo 11.1 del Prospetto).

Il più recente impianto geotermoelettrico realizzato in Italia è la centrale di Nuova Lagoni Rossi, sita nell'area di Larderello, con 14 MW di capacità efficiente netta. Il progetto presenta elementi innovativi che lo pongono all'avanguardia dell'attuale sviluppo tecnologico per la categoria di impianti a cui appartiene. In particolare, la centrale rispetta elevati *standard* ambientali e di inserimento paesaggistico ed è inoltre dotata di un innovativo sistema di telesupervisione e telediagnostica che consente il completo controllo a distanza del gruppo e la prevenzione di eventuali anomalie di funzionamento. (Cfr. Sezione I, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto).

Gli impianti geotermoelettrici del Gruppo sono operati attraverso 8 concessioni di coltivazione per risorse geotermiche, che prevedono le seguenti scadenze:

SCADENZA CONCESSIONE	CONCESSIONI	CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)
2013	2 (Piancastagnaio, Bagnore)	74,8
2020	1 (Canneto)	29,4
2024	4 (Larderello, Lustignano, Rio Secco, Travale)	536,1
2029	1 (Chiusdino)	54,8

Peraltro, il D. Lgs. 11 febbraio 2010 n. 22, in corso di attuazione alla Data del Prospetto, ha stabilito, all'art. 16, comma 10, che le scadenze delle concessioni di coltivazione, riferite ad impianti per produzione di energia elettrica, debbano essere allineate al 2024.

Alla scadenza, le concessioni geotermoelettriche saranno affidate sulla base di apposite procedure d'evidenza pubblica, secondo quanto previsto dall'articolo 9 del D. Lgs. 11 febbraio 2010, n. 22 (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto). Antecedentemente alla costituzione della Società, tali concessioni erano in capo a Enel Produzione S.p.A. e, alla Data del Prospetto, il relativo procedimento di volturazione a favore di Enel Green Power si è concluso.

In data 20 dicembre 2007, Enel S.p.A. ha stipulato un protocollo di intesa con la Regione Toscana, in base al quale, al fine di assicurare l'esercizio unitario della gestione della risorsa geotermica, la Regione Toscana si è impegnata a: (i) favorire l'unificazione delle scadenze delle concessioni vigenti al 2024, ivi inclusa la concessione di Chiusdino, in scadenza al 2029 e (ii) contenere, nel rispetto delle normative nazionali e regionali che disciplinano la materia e dei criteri di semplificazione amministrativa, i tempi delle procedure amministrative in materia. (Cfr. Sezione I, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto).

Al 30 giugno 2010, Enel Green Power disponeva di n. 17 impianti in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.Lgs. 79/99 e successive modifiche ed integrazioni. Enel Green Power dispone inoltre di n. 2 impianti che beneficiano dell'incentivazione CIP/6, con scadenza nel corso del 2010.

Eolico

In Italia, il Gruppo dispone alla data del 30 giugno 2010 di 31 impianti eolici, situati in Sicilia, Sardegna, Molise, Abruzzo e Basilicata, per una capacità installata netta pari a circa 445 MW, una produzione immessa in rete per il primo semestre 2010 pari a circa 369 GWh e un Load Factor del 19% (per l'esercizio 2009 la produzione immessa in rete era stata pari a circa 500 GWh e il Load Factor al 14%).

In particolare, a tale data, il Gruppo disponeva:

- in Sicilia di n. 16 impianti per una capacità installata netta pari a 198 MW, principalmente in provincia di Palermo e Siracusa;
- in Sardegna di n. 6 impianti per una capacità installata complessiva pari a 161 MW, tra cui i siti di Littigheddu (SS) con capacità installata di 54 MW, Tula II (SS) con capacità installata di 60 MW e Sa Turrina Manna (SS), con capacità installata pari a 24 MW;
- in Molise di n. 7 impianti per una capacità installata complessiva pari a 77 MW, tra cui l'impianto di Acquaspruzzo (IS), con capacità installata pari a 24 MW;
- in Abruzzo e Basilicata di n. 2 impianti per una capacità installata netta pari a 10 MW.

In data 13 gennaio 2010, l'Emittente ha acquisito da McKelcey Funds la maggioranza delle quote della società Maicor Wind S.r.l. ed Enerlive S.r.l., società titolari di una *pipeline* di 3 progetti eolici in provincia di Catanzaro, per una potenza complessiva di 64 MW (Cfr. Sezione I, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto). Inoltre, nella stessa Regione, Enel Green Power ha in corso il progetto per la realizzazione dell'impianto eolico di Motta San Giovanni – Montebello Jonico – Bagaladi, in provincia di Reggio Calabria, con una capacità complessiva di 33,15 MW. Gli *iter* autorizzativi sono stati chiusi positivamente con l'approvazione da parte della Regione Calabria – Dipartimento attività Produttive, in sede di conferenza dei servizi, rispettivamente in data 12 gennaio e 15 febbraio 2010. A differenza degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, per le centrali eoliche non è prevista la necessità di concessioni al fine di operare gli impianti, è comunque necessaria l'Autorizzazione Unica di cui al D. Lgs. n. 387 del 2003 (cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto), che è stata ottenuta per entrambi gli impianti. Le attività propedeutiche all'inizio dei lavori di costruzione sono iniziati nel mese di settembre 2010, l'entrata in esercizio è prevista per il 30 novembre 2011.

Al 30 giugno 2010, tutti gli impianti eolici in esercizio sono qualificati "IAFR" dal GSE e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.lgs 79/99.

Solare

In Italia, alla data del 30 giugno 2010, Enel Green Power disponeva di 4 impianti fotovoltaici, localizzati in Campania, Sardegna e in Sicilia, per una capacità installata netta pari a 4 MW, una produzione netta per il primo semestre 2010 pari a 0,4 GWh e un Load Factor del 3% (per l'esercizio 2009 la produzione netta era stata pari a 2 GWh e il Load Factor al 5%).

Per il settore fotovoltaico, l'Italia è tra i Paesi con potenziale di crescita tra i più alti in Europa⁴¹, grazie a caratteristiche ambientali favorevoli, quali l'alto irraggiamento e gli incentivi allo sviluppo. In considerazione dell'irradiazione effettiva e della disponibilità di numerosi siti idonei, le regioni in cui si prevede il maggiore sviluppo sono quelle centrali e meridionali del Paese.

⁴¹ Fonte: European PhotoVoltaic Industry Association, Global market potential and production capacity 2010-2014, marzo 2010.

In Campania, Enel Green Power sta realizzando, a seguito di un accordo stipulato dall'Emittente con il Centro Ingrosso Sviluppo Campania e l'Interporto Campano, un impianto fotovoltaico *roof-top* nel Comune di Nola con capacità installata pari a 25 MW, che entrerà in esercizio nel quarto trimestre 2010. Tale impianto costituisce uno dei più grandi progetti integrati su tetti con tecnologia innovativa in Italia, nonché a livello mondiale e sarà realizzato sulle coperture di immobili commerciali e logistici mediante innovativi moduli fotovoltaici flessibili a film sottile, in silicio amorfo.

Enel Green Power sta inoltre realizzando un impianto fotovoltaico *roof-top*, con capacità installata pari a 4 MW, in Puglia sulle coperture di fabbricati industriali del gruppo Marcegaglia. L'impianto, posseduto al 51% da Enel Green Power e al 49% dal gruppo Marcegaglia, entrerà in esercizio nel 2010 e sarà dotato per la maggior parte di innovativi moduli fotovoltaici flessibili a film sottile, in silicio amorfo.

In data 18 marzo 2010, Enel Green Power e Finpiemonte Partecipazioni S.p.A. (società a prevalente capitale della Regione Piemonte) hanno costituito la società Enel Green Power Strambino Solar S.r.l. al fine di realizzare e gestire un impianto fotovoltaico di circa 3 MW a Strambino, in provincia di Torino che si prevede entrerà in servizio entro la fine del 2010 e sarà realizzato con pannelli fotovoltaici in silicio policristallino.

A differenza degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, non è prevista la necessità di concessioni al fine di operare gli impianti fotovoltaici, è invece necessaria l'Autorizzazione Unica di cui al D. Lgs. n. 387 del 2003 (cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto).

Gli impianti fotovoltaici di Enel Green Power entrati in esercizio prima del 2009 non beneficiano di alcun sistema di incentivazione (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto).

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell'intera catena del valore del fotovoltaico, in data 4 gennaio 2010, Enel Green Power ha firmato con Sharp Corporation ("**Sharp**") e STMicroelectronics N.V. ("**STM**") un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. Al riguardo, l'Emittente, Sharp e STM detengono una partecipazione del 33,33% ciascuna nella *joint venture* 3Sun S.r.l., titolare dell'impianto, localizzato a Catania, per la produzione dei pannelli a film sottile. La fabbrica avrà inizialmente una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici pari a 160 MW, che potrà essere incrementata fino al 2014 fino ad un massimo di 480 MW. È previsto che la produzione dei pannelli sia avviata nel secondo semestre del 2011. Inoltre, nel centro di ricerca sito in Catania, Enel Green Power e Sharp stanno conducendo sperimentazioni sulla tecnologia solare a concentrazione.

Nella stessa data, Enel Green Power, Sharp e Sharp Eletronics (Italia) S.p.A.) hanno inoltre sottoscritto un accordo per la creazione di una *joint venture* paritetica, Enel Green Power & Sharp Solar Energy, con l'obiettivo di sviluppare entro il 2016 nuovi campi fotovoltaici, per una capacità installata totale di circa 500 MW nella regione mediterranea, utilizzando i pannelli prodotti nell'impianto di Catania. L'efficacia degli accordi è condizionata all'approvazione da parte delle competenti autorità regolatorie (cfr. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.2 del Prospetto).

Infine, sempre nell'ambito della propria strategia di sviluppo, ricerca e innovazione tecnologica nell'ambito del settore fotovoltaico, Enel Green Power collabora con la Divisione Ingegneria e Innovazione di Enel in ambito di ricerca e impianti sperimentali in Sicilia.

Grecia

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo operava nella produzione di energia da fonte eolica e idroelettrica di tipo fluente attraverso n. 13 impianti distribuiti su tutto il territorio greco, con una capacità installata di 133 MW. In particolare, il Gruppo dispone:

- in Macedonia e Tracia, di n. 7 impianti eolici (Aspri Petra, Soros, Geraki, Monastiri I e II, Koutsoutis Rhodes, Lithos Achaia), per una capacità installata complessiva alla data del 30 giugno 2010 di 94 MW, e di un impianto idroelettrico di tipo fluente (Glafkos Achaia), per una capacità installata complessiva alla data del 30 giugno 2010 di 5 MW;
- in Grecia centrale, di n. 2 impianti eolici (Heliousti I e II), per una capacità installata complessiva alla data del 30 giugno 2010 di 17 MW, e di un impianto idroelettrico di tipo fluente (Perivoli), per una capacità installata complessiva alla data del 30 giugno 2010 di 5 MW;
- a Creta, di 1 impianto eolico, per una capacità installata complessiva alla data del 30 giugno 2010 di 7 MW.

In data 23 ottobre 2009, il Gruppo ha stipulato inoltre un accordo per l'acquisizione dai gruppi Domiki Crete ed ATESE di cinque società che, oltre a possedere un impianto in esercizio di recente costruzione, stanno sviluppando una *pipeline* di progetti eolici per un totale di 272 MW, la cui messa in esercizio è prevista tra il 2011 e il 2015, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 14 milioni. In particolare, sono state acquisite le società (i) Aioliko Voskerou S.A, con un parco eolico da 6 MW in esercizio a Creta e la relativa *pipeline* e (ii) Aioliko Kouloukonas S.A, con un'autorizzazione ad installare un parco eolico da 5 MW a Creta. L'accordo ha inoltre attribuito a Enel Green Power un diritto di opzione per l'acquisto della quota di controllo ovvero della totalità del capitale sociale di tre società di scopo titolari di una *pipeline* di progetti eolici siti in Macedonia e nell'area del Peloponneso di capacità complessiva di 248 MW. L'opzione potrà essere esercitata da Enel Green Power a seguito dell'ottenimento delle licenze di costruzione dei parchi eolici da parte delle suddette società.

Inoltre, in data 2 luglio 2010, nell'ambito dell'operazione di cessione a Mytilineos Holdings S.A. della quota, pari al 50,01% del capitale sociale, detenuta da Endesa S.A., società controllata da Enel, nella società Endesa Hellas Power Generation and Supplies S.A., Enel Green Power ha acquisito dalla medesima Endesa Hellas, a fronte di un corrispettivo totale pari a circa Euro 20 milioni, alcuni impianti eolici già in servizio, con una capacità installata pari a circa 6 MW, nonché alcuni impianti *mini-hydro* già in servizio con una capacità installata pari a circa 2,8 MW e alcuni impianti *mini-hydro* in costruzione, per complessivi 6,35 MW (Cfr: Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.7 del Prospetto).

La seguente tabella riporta il numero di impianti del Gruppo in Grecia, alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per fonte di generazione, nonché la capacità installata netta dei medesimi:

	IMPIANTI (N°)			CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)		
	30 GIUGNO	31 DICEMBRE		30 GIUGNO	31 DICEMBRE	
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Impianti eolici	11	11	8	123	123	87
Impianti idroelettrici	2	2	1	10	10	4
Totale	13	13	9	133	133	91

La seguente tabella riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo in Grecia, ripartiti per fonte di generazione, per il primo semestre 2010 e 2009 nonché per l'esercizio 2009 e 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)			
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO	
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008
Impianti eolici	126	105	245	219	23	18	27	30
Impianti idroelettrici	16	11	17	2	37	24	26	9
Totale	142	116	262	221	25	18	27	29

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi alla Grecia per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE		ALE PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
	<i>unaudited</i>			
Ricavi verso terzi	15	11	27	24
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	11	8	20	18
Utile operativo	4	4	9	8
Investimenti (al lordo contributi)	1	n.a.	1	-

Francia

Con una capacità installata di 68 MW, alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo operava con n. 5 impianti eolici. In particolare, alla medesima data, il Gruppo disponeva di n. 2 impianti eolici in Bretagna (Coat Conval e Leign Ar Gasprenn), per una capacità installata netta complessiva di 16 MW, di n. 2 impianti eolici nella regione di Champagne Ardenne (Valle D'Arce Champ e Les Eparmons), per una capacità installata netta complessiva di 42 MW e di un impianto eolico nella Loira (Pannece) per una capacità installata netta complessiva di 10 MW.

Inoltre, nel mese di agosto 2010 è entrato in esercizio l'impianto eolico di Haut de Conge, nella regione di Champagne-Ardenne, con una capacità installata complessiva di 24 MW; nel mese di settembre 2010, Enel Green Power France ha completato l'acquisizione di Société d'Exploitation Du Parc Eolien De La Bouleste SAS, società titolare di un impianto eolico nella regione di Midi-Pyrénées, con una capacità installata complessiva di 10 MW. Con l'entrata in esercizio di Haut de Conge e l'acquisizione del parco eolico di La Bouleste, la capacità totale installata nell'eolico dal Gruppo in Francia raggiunge i 102 MW.

La seguente tabella riporta il numero di impianti del Gruppo in Francia, al 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, nonché la capacità installata netta dei medesimi.

	IMPIANTI (N°)			CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)		
	30 GIUGNO	31 DICEMBRE		30 GIUGNO	31 DICEMBRE	
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Impianti eolici	5	5	n.a.	68	68	n.a.

La seguente tabella riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo in Francia per il primo semestre 2010 e 2009 nonché per l'esercizio 2009 e 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)			
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO	
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008
Impianti eolici	70	-	42	n.a.	24	-	16	n.a.

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi alla Francia per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009*.

(Milioni di Euro)	A L E PER IL PRIMO SEMESTRE		A L E PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
	<i>unaudited</i>			
Ricavi verso terzi	8	n.a.	5	n.a.
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	n.a.	-	n.a.
Margine operativo lordo (EBITDA)	4	n.a.	3	n.a.
Utile operativo	(2)	n.a.	1	n.a.
Investimenti (al lordo contributi)	3	n.a.	14	n.a.

* I dati economici e gli investimenti si riferiscono solo all'ultimo trimestre del 2009 in considerazione del fatto che la controllata Enel Green Power France S.A.S., attraverso la quale il Gruppo opera in Francia, è stata acquistata il 30 ottobre 2009.

Bulgaria

Il Gruppo dispone in Bulgaria di due centrali eoliche, per una capacità installata totale di 42 MW: (i) il parco eolico di "Kamen Bryag", situato a Kavarna e messo in esercizio nell'ottobre 2009, con una capacità installata di 21 MW; (ii) il parco eolico di Shabla, entrato in esercizio nel maggio 2010, con una capacità installata di 21 MW.

Entrambi i progetti sono stati acquistati mediante accordi stipulati da Enel Green Power Bulgaria con Global Wind Power Bulgaria (una controllata della danese Global Wind Power) nel 2008.

Nell'ambito della propria strategia di focalizzazione nei mercati *core*, il Gruppo ha avviato il processo di vendita dei propri impianti in Bulgaria.

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi alla Bulgaria per per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	A L E PER IL PRIMO SEMESTRE		A L E PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
	<i>unaudited</i>			
Ricavi verso terzi	2	-	1	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	2	-	-	-
Utile operativo	1	-	-	(1)
Investimenti (al lordo contributi)	4	n.a.	53	-

Romania

Alla data del 31 luglio 2010, il Gruppo ha in corso la costruzione in Romania di due parchi eolici per una capacità installata complessiva di 34 MW situati entrambi a Tulcea, nella regione di Dobrogea; il parco di Cara Constantin e il parco di Dealul Pietros. Gli impianti entreranno in esercizio nel corso del secondo semestre del 2010. Nel primo semestre 2010, il Gruppo ha realizzato investimenti in Romania per Euro 10 milioni.

6.1.2.2 NORD AMERICA

Il Gruppo opera, tramite Enel North America Inc., nel settore della generazione di energia da fonte eolica, idroelettrica e geotermica e a biomasse negli Stati Uniti e in Canada.

Alla data del 30 giugno 2010, con 72 impianti, per una capacità installata di circa 788 MW, situati in 20 degli Stati Uniti d'America e in due province canadesi, Enel North America rappresenta una delle poche aziende in tale area con un portafoglio diversificato su 4 tecnologie. Nel primo semestre, la produzione netta di energia del Gruppo in Nord America era pari a complessivi GWh 1.384, di cui il 52% soggetto a incentivazione (2.428 GWh di cui il 55% soggetta a incentivazione nell'esercizio 2009).

La seguente tabella indica la capacità installata netta, la produzione netta di energia, il Load Factor e il numero di impianti del Gruppo all'interno dell'area Nord America ripartiti per fonte di generazione al 30 giugno 2010 e per il primo semestre 2010 nonché al 31 dicembre 2009 e per l'esercizio 2009.

ALE PER IL PRIMO SEMESTRE 2010	IMPIANTI IDROELETTRICI	IMPIANTI GEOTERMICI	IMPIANTI EOLICI	ALTRE FONTI	TOTALE
Capacità Installata Netta (MW)	314	47	406	21	788
Produzione netta (GWh)	542	133	620	89	1.384
Load Factor (%)	40	66	35	96	40
Impianti (N.)	62	2	7	1	72
ALE PER L'ESERCIZIO 2009	IMPIANTI IDROELETTRICI	IMPIANTI GEOTERMICI	IMPIANTI EOLICI	ALTRE FONTI	TOTALE
Capacità Installata Netta (MW)	314	47	406	21	788
Produzione netta (GWh)	997	155	1.127	149	2.428
Load Factor (%)	36	49	32	80	36
Impianti (N.)	62	2	7	1	72

Al 30 giugno 2010, il Gruppo impiegava negli Stati Uniti e in Canada 305 dipendenti.

Nell'area Nord America, la vendita dell'energia prodotta avviene principalmente attraverso *power purchase agreements*, contratti di lunga durata in cui il prezzo di cessione per ogni KWh di energia prodotto può variare in funzione di indici che riflettono l'andamento dell'inflazione ovvero del prezzo di alcune *commodities* (ad esempio, dell'andamento del costo del petrolio, del carbone o del gas). Una percentuale residuale della produzione viene venduta sulle borse elettriche locali, ed è pertanto soggetta alle fluttuazioni del prezzo dell'energia.

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali dell'area Nord America per il primo semestre 2010 e 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	AL E PER IL		AL E PER L'ESERCIZIO	
	PRIMO SEMESTRE		CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009 <i>unaudited</i>	2009	2008
Ricavi verso terzi	76	73	144	106
Proventi netti da gestione rischio commodity	9	-	-	-
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio <i>commodity</i>	85	73	144	106
Margine operativo lordo (EBITDA)	49	48	90	64
Utile operativo	24	26	49	37
Investimenti (al lordo contributi)	28	n.a.	36	289

Nell'area Nord America, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di una *pipeline* di complessivi 8.340 MW, suddivisa come segue:

(MW)	STATI UNITI D'AMERICA	CANADA
Eolico	7.907	300
Idroelettrico	-	-
Geotermico	100	-
Solare	33	-
Totale	8.040	300

Nell'area Nord America, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *in execution* (che comprende le categorie *ready to build* e *under construction*) per complessivi 276 MW, suddivisi come segue:

(MW)	STATI UNITI D'AMERICA	CANADA
Eolico	200	76
Idroelettrico	-	-
Geotermico	-	-
Solare	-	-
Totale	200	76

In particolare, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *ready to build* di complessivi 200 MW, suddivisi come segue:

(MW)	STATI UNITI D'AMERICA	CANADA
Eolico	200	-
Idroelettrico	-	-
Geotermico	-	-
Solare	-	-
Totale	200	-

Inoltre, nell'area Nord America, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *under construction* di complessivi 76 MW, suddivisi come segue:

(MW)	STATI UNITI D'AMERICA	CANADA
<i>Eolico</i>	-	76
<i>Idroelettrico</i>	-	-
<i>Geotermico</i>	-	-
<i>Solare</i>	-	-
<i>Totale</i>	-	76

Stati Uniti d'America

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva negli Stati Uniti di una capacità installata netta complessiva di 740 MW e, nel primo semestre 2010, aveva una produzione netta di energia pari a complessivi 1.247 GWh (2.177 GWh nell'esercizio 2009).

Nell'ottobre 2008, il Gruppo ha inaugurato il parco di Smoky Hills, uno dei maggiori siti eolici nel Kansas e il più grande gestito da Enel Green Power nel mondo. Realizzato in due fasi da Enel e sviluppata insieme a TradeWind Energy L.L.C., il sito è costituito da due impianti (Smoky Hills I e Smoky Hills II) distinti ma geograficamente contigui. La potenza complessiva è di 250 MW, grazie a 155 aerogeneratori di grande taglia (56 turbine da 1.8 MW per Smoky Hills I e 99 da 1.5 MW per Smoky Hills II, alte 80 metri e munite di rotori con un diametro di circa 80 metri).

Nel 2009, Enel North America ha, inoltre, completato nelle contee di Churchill nel Nevada i due nuovi impianti geotermici di Stillwater e Salt Wells. Tali impianti, la cui costruzione era iniziata nel 2007, operano con temperature comprese tra i 130 e i 150 gradi centigradi e tecnologia a ciclo binario (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1 del Prospetto). Inoltre, in data 25 settembre 2009, tali impianti hanno ottenuto un incentivo di USD 61,5 milioni nell'ambito dell'American Recovery and Reinvestment Act's "1603 Program", finalizzato allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e alla creazione di nuovi posti di lavoro nel campo dell'energia pulita. In data 6 novembre 2009 Enel North America ha acquisito una partecipazione azionaria di minoranza nella società Geronimo Wind Energy L.L.C., con la quale ha altresì concluso un accordo volto alla creazione di una *partnership* strategica con la medesima, in base al quale le due aziende coopereranno per sviluppare la *pipeline* eolica di Geronimo, che dispone di progetti per una capacità fino a 4.000 MW (localizzati nel Midwest settentrionale e, potenzialmente, in altre regioni degli Stati Uniti). (Cfr. Sezione I, Capitolo XXII, Paragrafo 22.3 del Prospetto)

In data 21 gennaio 2010, Enel North America ha stipulato un accordo con la società americana NRG Energy per l'acquisizione di Padoma Wind Power (integralmente controllata dalla stessa NRG Energy), società specializzata nello sviluppo dell'eolico. Sita in California, Padoma dispone di una *pipeline* eolica di circa 4.000 MW in California, oltre a 2 progetti in sviluppo in Texas ed ha inoltre comprovata esperienza nel settore eolico, nonché competenze specifiche che comprendono lo sviluppo e la strutturazione finanziaria dei progetti, la progettazione, la realizzazione e l'esercizio degli impianti eolici, in buona parte complementari a quelle attualmente disponibili in Enel North America. (Cfr. Sezione I, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 e Capitolo XXII, Paragrafo 22.4 del Prospetto).

In data 22 settembre 2006, Enel North America, attraverso la società interamente controllata Enel Kansas, LLC, ha effettuato un investimento per una quota di minoranza in una società di sviluppo progetti eolici basata in Kansas, Tradewind Energy L.L.C., che possiede ad oggi una *pipeline* di progetti eolici nella parte meridionale dell'area Mid West per circa 5.500 MW sviluppabili entro il 2014 e 2.200 MW dal 2015 in poi. Tale contratto attribuisce a Enel North America un diritto a investire e a diventare socio unico di ciascun

progetto della *pipeline* di Tradewind. Alla Data del Prospetto, Enel North America detiene in Tradewind, attraverso la società interamente controllata Enel Kansas, LLC, una partecipazione pari al 41,23% del capitale sociale, mentre il restante 58,77% è detenuto da circa 20 azionisti, tra i quali Slipstream Energy, LLC e Thomas E. Lauerman Revocable Trust, detengono rispettivamente il 17,4% e il 15%. Il Consiglio di Amministrazione di Tradewind è composto da un numero di amministratori, non inferiore a tre, determinato con delibera presa da almeno il 66,7% dei soci. Alla Data del Prospetto, il Consiglio di Amministrazione è composto da 5 membri, 2 dei quali nominati da Enel North America. È previsto che le delibere riguardanti talune tipologie di operazioni rilevanti (quali, tra l'altro, fusioni, trasformazione o liquidazione della società, vendita o locazione della totalità degli *asset* della società o di una parte rilevante di essi e concessione di garanzie a soci o soggetti facenti parte del gruppo di questi ultimi) siano prese con delibera adottata da almeno il 66,7% dei soci.

Nel 2009 è stato raggiunto un accordo con la maggioranza degli azionisti di Tradewind, successivamente modificato nel corso del 2010, che consente di avviare un processo di vendita della società. Tale processo è stato avviato agli inizi di aprile 2010 e potrebbe concludersi entro dicembre 2010. In particolare, tale accordo prevede che, in caso di offerte di acquisto per l'intero capitale sociale, Enel North America ovvero gli altri soci e titolari di opzioni e *warrants* emessi da Tradewind, abbiano un diritto di “*drag along*”, in forza del quale possono obbligare gli altri soci o titolari di opzioni e *warrants* a cedere al terzo acquirente le proprie partecipazioni nella società. Tale diritto può essere esercitato, tra l'altro, a condizione che (i) le offerte integrino determinate condizioni stabilite dal Consiglio di Amministrazione e siano garantite condizioni di vendita equivalenti a tutti i soci ovvero (ii) qualora la vendita sia stata approvata da parte di due terzi dei soci di Tradewind. La tabella che segue riporta il numero di impianti del Gruppo negli Stati Uniti, alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per fonte di generazione, nonché la capacità installata netta dei medesimi:

	IMPIANTI (N°)			CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)		
	30 GIUGNO	31 DICEMBRE		30 GIUGNO	31 DICEMBRE	
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Impianti idroelettrici	62	62	62	314	314	314
Impianti eolici	6	6	6	379	379	379
Impianti geotermici	2	2	1	47	47	7
Impianti da altre fonti	-	-	-	-	-	-
Totale	70	70	69	740	740	700

La tabella che segue riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo negli Stati Uniti, ripartiti per fonte di generazione, per il primo semestre 2010 e 2009 nonché per l'esercizio 2009 e 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)			
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO	
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008
Impianti idroelettrici	542	550	997	964	40	40	36	35
Impianti eolici	572	489	1.025	688	35	30	31	30
Impianti geotermici	133	48	155	37	66	33	49	60
Impianti da altre fonti	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	1.247	1.087	2.177	1.689	39	34	34	33

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi agli Stati Uniti d'America per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	AL E PER IL		AL E PER L'ESERCIZIO	
	PRIMO SEMESTRE		CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009 <i>unaudited</i>	2009	2008
Ricavi verso terzi	69	65	129	94
Proventi netti da gestione rischio <i>commodity</i>	9	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	46	44	83	60
Utile operativo	24	24	47	36
Investimenti (al lordo contributi)	10	n.a.	34	289

Canada

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva in Canada di una capacità installata netta complessiva di 48 MW e, nel primo semestre 2010, aveva una produzione netta di energia pari a complessivi 137 GWh (251 GWh nell'esercizio 2009).

Enel Green Power Canada Inc., la controllata canadese di Enel North America, gestisce: (i) un impianto a biomasse (St. Felicien) per la cogenerazione di energia prodotta mediante l'utilizzo di corteccia da legno e segatura da 21 MW nel Québec. Tale centrale fornisce inoltre vapore ad un impianto di essiccazione del legno di una vicina segheria; (ii) un impianto eolico (St. Laurence) da 27 MW nella Provincia del Newfoundland, completata nel 2008.

Enel North America è inoltre titolare del 49% della società Star Lake Hydro Partnership, partecipata per il rimanente 51% dal Gruppo Abitibi, principalmente attivo nella produzione e trasformazione del legno e prodotti cartari. Tale società era titolare di un impianto idroelettrico (Star Lake) da 17 MW, in funzione dal 1998, che è stato espropriato nel dicembre 2008 dal Governo di Terranova e Labrador, nell'ambito di una più ampia espropriazione delle attività del Gruppo Abitibi in cui è stata coinvolta Enel North America, in quanto socio di minoranza. Enel North America è in procinto di ricorrere attraverso il trattato NAFTA (North American Free Trade Agreement) a una procedura di arbitrato finalizzata a ottenere un indennizzo per l'esproprio. Tale procedura richiederà quattro o cinque anni per essere conclusa. Allo stesso tempo, Enel North America sta continuando a perseguire vie negoziali con il Governo per ripristinare lo *status quo* antecedente all'esproprio.

La tabella che segue riporta il numero di impianti del Gruppo in Canada, alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per fonte di generazione, nonché la capacità installata netta dei medesimi:

	IMPIANTI (N°)			CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)		
	30 GIUGNO	31 DICEMBRE		30 GIUGNO	31 DICEMBRE	
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Impianti idroelettrici	-	-	-	-	-	-
Impianti eolici	1	1	1	27	27	27
Impianti da altre fonti	1	1	1	21	21	21
Totale	2	2	2	48	48	48

La tabella che segue riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo in Canada, ripartiti per fonte di generazione per il primo semestre 2010 e 2009 nonché per gli esercizi 2009 e 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)			
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO	
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008
Impianti idroelettrici	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti eolici	48	54	102	8	42	46	43	20
Impianti da altre fonti	89	82	149	172	96	88	80	92
Totale	137	136	251	180	65	65	59	79

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi al Canada per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE		ALE PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
	<i>unaudited</i>			
Ricavi verso terzi	7	8	15	12
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	3	4	7	4
Utile operativo	-	2	2	1
Investimenti (al lordo contributi)	18	n.a.	2	-

6.1.2.3 IBERIA E AMERICA LATINA

All'interno dell'area Iberia e America Latina, il Gruppo opera in (i) Spagna e Portogallo, attraverso Enel Green Power España S.L. ("Enel Green Power España", precedentemente denominata Endesa Cogeneración y Renovables S.L., o "Ecyr") e Enel Unión Fenosa Renovables S.A. ("Eufes"), partecipata al 50% da Enel Green Power España (Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5) e (iii) America Latina, tramite Enel Latin America che controlla e coordina le società di generazione del Gruppo in Messico, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Panama, Cile e Brasile. Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva in tale area di 170 impianti e di una capacità installata netta complessiva di 2.076 MW e, nel primo semestre 2010, la produzione netta di energia è stata pari a complessivi 2.812 GWh, di cui il 44% soggetto a incentivazione (6.424 GWh di cui il 53% soggetto a incentivazione nell'esercizio 2009).

La seguente tabella indica la capacità installata netta, la produzione netta di energia, il Load Factor e il numero di impianti del Gruppo all'interno della *business unit* Iberia e America Latina ripartiti per fonte di generazione al 30 giugno 2010 e per il primo semestre 2010 nonché al 31 dicembre 2009 e per l'esercizio 2009.

ALE PER IL PRIMO SEMESTRE 2010	IMPIANTI	IMPIANTI	IMPIANTI	IMPIANTI	ALTRE FONTI	TOTALE
	IDROELETTRICI	GEOTERMICI	EOLICI	SOLARI		
Capacità Installata Netta (MW)	701	-	1.270	13	92	2.076
Produzione netta (GWh)	1.701	-	969	10	132	2.812
Load Factor (%)	57	-	26	32	53	40
Impianti (N.)	43	-	99	3	25	170
ALE PER L'ESERCIZIO 2009	IMPIANTI	IMPIANTI	IMPIANTI	IMPIANTI	ALTRE FONTI	TOTALE
	IDROELETTRICI	GEOTERMICI	EOLICI	SOLARI		
Capacità Installata Netta (MW)	700	-	1.214	12	94	2.020
Produzione netta (GWh)	3.522	-	2.412	25	465	6.424
Load Factor (%)	57	-	25	23	57	38
Impianti (N.)	43	-	95	2	24	164

Al 30 giugno 2010, il Gruppo impiegava nell'area Iberia e America Latina 739 dipendenti.

In tale area, la vendita dell'energia prodotta è effettuata attraverso differenti modalità nei diversi Paesi. In particolare, in Spagna, l'energia prodotta viene venduta prevalentemente sulla borsa elettrica, con un ricavato corrispondente al prezzo di mercato oltre a un incentivo riconosciuto all'energia da fonte rinnovabile. Inoltre, Eufes ed Enel Green Power España hanno parzialmente limitato il rischio connesso alle oscillazioni del prezzo di mercato attraverso la stipula di contratti bilaterali di vendita di energia a termine.

In Portogallo, l'energia prodotta è venduta a una tariffa fissa, indipendentemente dal prezzo del mercato elettrico.

In America Centrale e Meridionale, l'energia prodotta è venduta prevalentemente attraverso la stipula di *power purchase agreements* mentre una percentuale residuale della produzione è venduta sulla borsa elettrica, ed è quindi soggetta alla fluttuazione dei prezzi di borsa dell'energia elettrica.

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali dell'area Iberia e America Latina per il primo semestre 2010 e 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE		ALE PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE		2008
	2010	2009	2009		
	Dati storici	Dati storici	<i>pro-forma</i>	Dati storici	
Ricavi verso terzi	243	182	566	352	373
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-	-
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio <i>commodity</i>	243	182	566	352	373
Margine operativo lordo (EBITDA)	132	125	336	212	233
Utile operativo	76	100	186	155	186
Investimenti (al lordo contributi)	82	n.a.	388	254	223

Nell'area Iberia e America Latina, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di una *pipeline* di complessivi 15.602 MW, suddivisa come segue:

(MW)	SPAGNA E PORTOGALLO	AMERICA CENTRALE	BRASILE	CILE
Idroelettrico	243	366	93	27
Geotermico	-	84	-	305
Eolico	9.711	2.000	1.201	817
Solare	692	-	-	-
Altre fonti	63	-	-	-
Totale	10.709	2.450	1.294	1.149

Nell'area Iberia e America Latina, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *in execution* (che comprende le categorie *ready to build* e *under construction*) per complessivi 373 MW (510 MW includendo i 137 MW dei progetti eolici *in execution* in Portogallo del consorzio ENEOP 2, partecipato al 30% da Enel Green Power España), suddivisi come segue:

(MW)	SPAGNA E PORTOGALLO	AMERICA CENTRALE	BRASILE	CILE	TOTALE
Idroelettrico	-	135	-	1	136
Geotermico	-	-	-	-	-
Eolico	374 ⁽¹⁾	-	-	-	374⁽¹⁾
Solare	-	-	-	-	-
Altre fonti	-	-	-	-	-
Totale	374⁽¹⁾	135	-	1	510⁽¹⁾

(1) Il dato include i 137 MW relativi ai progetti eolici *in execution* in Portogallo del consorzio ENEOP 2, partecipato al 30% da Enel Green Power España.

In particolare, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *ready to build* di complessivi 123 MW (208 MW includendo ENEOP 2), suddivisi come segue:

(MW)	SPAGNA E PORTOGALLO	AMERICA CENTRALE	BRASILE	CILE	TOTALE
Idroelettrico	-	50	-	-	50
Geotermico	-	-	-	-	-
Eolico	158 ⁽¹⁾	-	-	-	158⁽¹⁾
Solare	-	-	-	-	-
Altre fonti	-	-	-	-	-
Totale	158⁽¹⁾	50	-	-	208⁽¹⁾

(1) Il dato include gli 85 MW relativi ai progetti eolici *ready to build* in Portogallo del consorzio ENEOP 2, partecipato al 30% da Enel Green Power España.

Inoltre, nell'area Iberia e America Latina, il Gruppo disponeva, alla data del 30 giugno 2010, di un portafoglio di progetti *under construction* di complessivi 250 MW (302 MW includendo ENEOP 2), suddivisi come segue:

(MW)	SPAGNA E PORTOGALLO	AMERICA CENTRALE	BRASILE	CILE	TOTALE
<i>Idroelettrico</i>	-	85	-	1	86
<i>Geotermico</i>	-	-	-	-	-
<i>Eolico</i>	216 ⁽¹⁾	-	-	-	216⁽¹⁾
<i>Solare</i>	-	-	-	-	-
<i>Altre fonti</i>	-	-	-	-	-
<i>Totale</i>	216⁽¹⁾	85	-	1	302⁽¹⁾

(1) Il dato include i 52 MW relativi ai progetti eolici *under construction* in Portogallo del consorzio ENEOP 2, partecipato al 30% da Enel Green Power España.

Penisola Iberica

In Spagna e Portogallo, il Gruppo è presente attraverso Enel Green Power España e Eufer e si colloca tra i principali operatori di energia elettrica da fonti rinnovabili in termini di capacità installata e produzione netta.

In data 18 marzo 2010, Enel Green Power International B.V. ha acquisito da Endesa Generación S.A. una partecipazione pari al 30% di Ecyr (oggi Enel Green Power España), per un corrispettivo pari a circa Euro 326 milioni, e in data 22 marzo 2010 ha sottoscritto l'aumento di capitale di Ecyr mediante il conferimento della partecipazione detenuta da Enel Green Power International B.V. nel capitale di Eufer e un versamento in contanti pari a circa Euro 534 milioni, iscritto nel Registro Mercantil de Sevilla in data 24 marzo 2010. (Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto).

In data 30 luglio 2010, Enel Green Power España ha stipulato un accordo con Gas Natural SDG, S.A. per la suddivisione degli *asset* di Eufer, al fine di consentire a ciascuna delle parti di perseguire in maniera più efficace la propria strategia sul mercato iberico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In base all'accordo, la suddivisione degli *asset* di Eufer verrà effettuata in due gruppi, ben bilanciati, tra l'altro, in termini di valore, EBITDA, capacità e rischio e *mix* di tecnologie, uno dei quali sarà assegnato a Gas Natural, mentre Enel Green Power España manterrà l'altro gruppo, rimanendo unico socio di Eufer. L'accordo è sottoposto ad alcune condizioni sospensive il cui verificarsi è previsto entro la fine dell'anno e, tra queste, all'approvazione da parte delle competenti autorità regolatoria ed *antitrust*. Le condizioni si considereranno non avverate qualora non siano soddisfatte entro il 31 gennaio 2011 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.7 del Prospetto). Qualora il perfezionamento dell'operazione dovesse verificarsi nel corso del Periodo di Offerta, l'Emittente lo renderà noto mediante la pubblicazione di un apposito comunicato stampa.

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva nella Penisola Iberica di una capacità installata netta complessiva di 1.408 MW (di cui 1.280 MW in Spagna e 128 MW in Portogallo) e, nel primo semestre 2010, aveva una produzione netta di energia pari a complessivi 1.158 GWh (mentre la produzione per l'esercizio 2009 era stata pari a 2.963 GWh). Alla stessa data, il Gruppo impiegava nella Penisola Iberica 194 dipendenti.

Il Gruppo dispone (i) in Spagna di impianti in prevalenza da fonte eolica nonché impianti idroelettrici di tipo *mini-hydro* e impianti da altre fonti (cogenerazione e biomasse) e (ii) in Portogallo di impianti eolici e di cogenerazione.

La tabella che segue riporta il numero di impianti del Gruppo in Spagna e Portogallo, alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per fonte di generazione, nonché la capacità installata netta dei medesimi:

	IMPIANTI (N°)				CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)			
	30 GIUGNO		31 DICEMBRE		30 GIUGNO		31 DICEMBRE	
	2010	2009	2008	2008	2010	2009	2008	
	<i>pro-forma</i>	<i>Dati storici</i>			<i>pro-forma</i>	<i>Dati storici</i>		
Impianti idroelettrici	12	12	7	5	57	57	28	26
Impianti eolici	98	94	39	31	1.246	1.190	439	346
Impianti solari	3	2	-	-	13	12	-	-
Impianti da altre fonti	25	24	8	8	92	94	27	26
Totale	138	132	54	44	1.408	1.353	494	398

La tabella che segue riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo in Spagna e Portogallo, ripartiti per fonte di generazione, per il primo semestre 2010 e 2009 nonché per gli esercizi 2009 e 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)					
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO			
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008		
		<i>pro-forma</i>	<i>Dati storici</i>			<i>pro-forma</i>	<i>Dati storici</i>			
Impianti idroelettrici	86	29	136	58	27	46	23	27	23	12
Impianti eolici	930	337	2.337	766	624	25	22	24	23	22
Impianti solari	10	-	25	-	-	32	-	23	-	-
Impianti da altre fonti	132	72	465	143	136	53	63	57	62	59
Totale	1.158	438	2.963	967	787	28	25	27	25	24

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi alla Spagna e al Portogallo per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL		ALE PER L'ESERCIZIO		
	PRIMO SEMESTRE		CHIUSO AL 31 DICEMBRE		
	2010	2009	2009	2008	
		<i>unaudited</i>			
	Dati storici	Dati storici	<i>pro-forma</i>	Dati storici	
Ricavi verso terzi	106	44	304	90	94
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	57	29	180	56	64
Utile operativo	16	18	61	30	43
Investimenti (al lordo contributi)	34	n.a.	280	146	193

Eolico

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva nella Penisola Iberica di 98 impianti eolici, di cui 86 impianti eolici in Spagna, per una capacità installata pari a 1.160 MW, e 12 impianti in Portogallo, per una capacità installata netta di 86 MW. La produzione netta eolica nel primo semestre 2010 dell'area è pari a 930 GWh con un Load Factor del 25% (rispettivamente pari a circa 2.337 GWh e al 24% per l'esercizio 2009).

A differenza degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici in Spagna e Portogallo, per le centrali eoliche non è prevista la necessità di concessioni al fine di operare gli impianti.

Nel corso del 2009, Eufes⁴² ha costruito impianti eolici per una capacità installata 185 MW, ripartiti nelle comunità autonome di Castilla-La Mancha (50 MW dell'impianto eolico di Loma Gorda, 36 MW dell'impianto eolico di San Gil, 16 MW dell'impianto eolico di Peña I, 18 MW dell'impianto eolico di Peña II, 14 MW dell'impianto eolico di Picazo), Galizia (21 MW dell'impianto eolico di Codesas) e Castilla Y León (18 MW con il parco eolico di Espina e 12 MW dell'impianto eolico di Valdelacasa). Nello stesso anno, Ecyf (oggi Enel Green Power España) ha costruito un nuovo impianto eolico in Andalusia (Menaute) per una capacità installata di 38 MW.

Alla data del 30 giugno 2010, Eufes⁴³ aveva in fase *under construction* più impianti eolici, tra i quali il parco eolico di Padul in Andalusia, con capacità installata di 18 MW e parchi eolici in Castilla Y Leon (24 MW per l'impianto eolico ampliato di Valdelín). Alla medesima data, Enel Green Power España aveva: (i) in fase *under construction* 4 impianti in Spagna (parco di Cogollos da 50 MW in Castiglia, El Puntal da 13 MW in Andalusia, Aguilon da 50 MW nella provincia di Zaragoza e Los Barrancos da 20 MW nella provincia di Malaga) e (ii) 3 impianti in Spagna nella fase *ready to build* (parco di Lanchal da 21 MW, Pucheruelo da 23 MW, e Valdihuelo da 16 MW).

In Portogallo, Enel Green Power España, attraverso le sue controllate Finerge S.A. (partecipata al 100%) e Termica Portuguesa TP (partecipata al 50%), partecipa al 30% del consorzio ENEOP 2 (Exploração de Parques Eolicos) che è risultato aggiudicatario della gara per la realizzazione di circa 1.200 MW di parchi eolici bandita dal Governo portoghese nel giugno 2005. Al 31 dicembre 2009, ENEOP 2 S.A. aveva impianti operativi per 156 MW e la realizzazione dei residui MW è prevista entro il 2012. In base agli accordi relativi a ENEOP 2, a seguito del completamento degli impianti eolici aggiudicati, dal 2013: (i) le partecipazioni nel consorzio saranno in capo ai seguenti soggetti: il 40% in capo a ENERNOVA (società del gruppo di Energias de Portugal S.A.) e il restante 60% in capo a GENERG, Finerge e Termica Portuguesa, con il 20% ciascuna; nell'eventualità di dismissione della quota di uno dei partecipanti, agli altri è attribuito un diritto di prelazione (il cui esercizio è subordinato all'ottenimento dell'autorizzazione da parte della D.G. de Energía del Gobierno Português); (ii) è previsto lo scioglimento del consorzio e il riparto dell'attivo di ciascun partecipante; tale riparto sarà effettuato in base alla quota posseduta e a criteri di valore economico omogeneo.

Al 30 giugno 2010, Enel Green Power España ha inoltre *in execution* due parchi eolici in Portogallo, per una capacità installata complessiva di 22 MW, di cui un parco (Alvaiazere) nella fase *under construction* da 10 MW, che si prevede possa entrare in esercizio nel quarto trimestre del 2010, e un parco (Alto do Marco) da 12 MW nella fase *ready to build*.

Idroelettrico

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva in Spagna di 12 impianti idroelettrici del tipo *mini-hydro* e *small-hidro*, per una capacità installata netta pari a 57 MW, una produzione netta per il primo semestre 2010 pari a 86 GWh e un Load Factor pari a 46% (rispettivamente pari a 136 MWh e al 27% per l'esercizio 2009).

⁴² La capacità installata degli impianti di Eufes corrisponde alla capacità totale dei medesimi e non riflette la partecipazione di Enel Green Power España in Eufes che rientra nell'area di consolidamento del Gruppo, pari al 50% del capitale della stessa.

⁴³ La capacità installata degli impianti di Eufes corrisponde alla capacità totale dei medesimi e non riflette la partecipazione di Enel Green Power España in Eufes che rientra nell'area di consolidamento del Gruppo, pari al 50% del capitale della stessa.

In particolare, alla data del 30 giugno 2010, Eufer⁴⁴ disponeva di: (i) 5 impianti per una capacità installata netta pari a 52 MW in Galizia, e (ii) 2 impianti per una capacità installata netta pari a 5 MW nella Comunità Autonoma di Castilla y León, Alla stessa data, Enel Green Power España disponeva di: (i) un impianto per una capacità installata netta pari a 11,9 MW in Andalusia; (ii) 2 impianti per una capacità installata netta pari a 16,2 MW in Aragona, e (iii) 2 impianti per una capacità installata netta complessiva pari a 0,6 MW in Catalogna.

Gli impianti idroelettrici del Gruppo sono operati in regime di concessione con varie scadenze per queste ultime.

Solare e altre fonti

Alla data del 30 giugno 2010, Enel Green Power España disponeva di 3 impianti solari in Andalusia (Spagna) per complessivi 13 MW, con una produzione netta per il primo semestre 2010 pari a 10 GWh e un Load Factor pari a 32% (rispettivamente pari a 25 GWh e al 23% per l'esercizio 2009).

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva nella Penisola Iberica di 22 impianti di cogenerazione per una capacità installata pari a 69 MW, una produzione netta per il primo semestre 2010 pari a 107 GWh e un Load Factor pari a 53% (la produzione era pari a 363 GWh per l'esercizio 2009).

Alla stessa data, il Gruppo disponeva in Spagna di 3 impianti a biomasse per una capacità installata pari a 23 MW, una produzione netta per il primo semestre 2010 pari a 25 GWh e un Load Factor pari a 51% (rispettivamente pari a 102 GWh e al 51% per l'esercizio 2009).

America Latina

Il gruppo, tramite la *holding* di partecipazioni Enel Latin America, possiede impianti idroelettrici, eolici e geotermici a Panama, in Messico, El Salvador, Nicaragua, Guatemala, Costa Rica, Cile e Brasile, per una capacità installata complessiva di circa 668 MW.

America Centrale

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva in America Centrale di una capacità installata netta complessiva di 484 MW e, nel primo semestre 2010, aveva una produzione netta di energia pari a complessivi 1.164 GWh (2.448 GWh nell'esercizio 2009).

La tabella che segue riporta il numero di impianti del Gruppo in America Centrale, alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per fonte di generazione, nonché la capacità installata netta dei medesimi:

	IMPIANTI (N°)			CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)		
	30 GIUGNO 2010	31 DICEMBRE 2009	2008	30 GIUGNO 2010	31 DICEMBRE 2009	2008
Impianti eolici	1	1	1	24	24	24
Impianti idroelettrici	9	9	9	460	460	460
Impianti geotermici	-	-	-	-	-	-
Impianti da altre fonti	-	-	-	-	-	-
Totale	10	10	10	484	484	484

⁴⁴ La capacità installata degli impianti di Eufer corrisponde alla capacità totale dei medesimi e non riflette la partecipazione di Enel Green Power España in Eufer che rientra nell'area di consolidamento del Gruppo, pari al 50% del capitale della stessa.

La tabella che segue riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo in America Centrale, ripartiti per fonte di generazione, per il primo semestre 2010 e 2009 nonché per gli esercizi 2009 e 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)			
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO	
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008
Impianti eolici	39	44	75	47	37	42	36	23
Impianti idroelettrici	1.125	1.292	2.373	2.468	56	65	59	61
Impianti geotermici	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti da altre fonti	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	1.164	1.336	2.448	2.515	55	64	58	59

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi all'America Centrale per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE		ALE PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
	<i>unaudited</i>			
Ricavi verso terzi	87	96	175	198
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	47	72	107	118
Utile operativo	38	63	88	102
Investimenti (al lordo contributi)	32	n.a.	79	16

Alla data del 30 giugno 2010, a **Panama** il Gruppo disponeva di una centrale idroelettrica situata nella provincia di Chiriquì che, con una capacità installata 300 MW, ha prodotto circa 856 GWh nel primo semestre 2010, ed è uno dei principali impianti di generazione elettrica del Paese. L'impianto è situato nella Riserva Forestale di Fortuna, una delle maggiori riserve naturali del Paese, e la gestione dello stesso implica una elevata competenza in materia di salvaguardia ambientale.

Il Gruppo ha progressivamente acquisito il 50,1% della società panamense Fortuna (EGE Fortuna S.A., oggi Enel Fortuna S.A.), per un investimento complessivo di circa 319 milioni di dollari. Gli altri azionisti sono il Governo panamense con il 49,9% e i dipendenti della società. Ai sensi dello statuto sociale, Enel Panama S.A., società del Gruppo che controlla Enel Fortuna S.A., ha il diritto di nominare la maggioranza del consiglio di amministrazione. Inoltre, in base a un accordo esistente tra gli azionisti relativo alla gestione di Enel Fortuna S.A., Enel Panama S.A. nomina i principali dirigenti di Enel Fortuna S.A.

Alla data del 30 giugno 2010 in **Messico** il Gruppo disponeva di 3 impianti idroelettrici per una capacità installata di 53 MW (Trojes, operativo dal 2003, da 8 MW; Chilatan, operativo dal 2005, da 14 MW; El Gallo, operativo dal 2007, da 31 MW).

In data 9 settembre 2009, Enel Latin America ha stipulato un accordo con la società Energías Renovables, Térmica e Hidráulica de México (Enerthi) e con l'omonima società spagnola che la controlla, finalizzato allo sviluppo di progetti eolici in Messico.

In base all'accordo, Enel Latin America ha un'opzione per l'acquisto, a seguito dell'ottenimento dei relativi permessi di costruzione, di progetti sviluppati da Enerthi, fino a un massimo di 1.000 MW di capacità installata. L'accordo prevede un corrispettivo per l'acquisto dei progetti predeterminato in base alla capacità

dei medesimi e un eventuale premio nell'ipotesi in cui le ore di vento siano superiori a 3.000 ore annue. L'accordo prevede inoltre, qualora i progetti non rispettino alcune caratteristiche predefinite, l'obbligo da parte di Enerthi di sostituirli con progetti alternativi di pari capacità (MW).

In data 3 dicembre 2009, Enel Latin America ha inoltre sottoscritto un accordo per lo sviluppo di progetti eolici in Messico con SoWiTec Operation GMBH e SoWiTec de Mexico Energias Renovables, S. de R.L. de C.V., che attribuisce ad Enel Latin America un'opzione per l'acquisto, a seguito dell'ottenimento dei relativi permessi di costruzione, di progetti eolici sviluppati da SoWiTec per una capacità installata fino a 1.000 MW. L'accordo prevede un corrispettivo per l'acquisto dei progetti predeterminato in base alla capacità dei medesimi e un eventuale premio nell'ipotesi in cui le ore di vento siano superiori a 3.000 ore annue. L'accordo prevede inoltre, qualora i progetti non rispettino alcune caratteristiche predefinite, l'obbligo da parte di SoWiTec di sostituirli con progetti alternativi di pari capacità (MW).

Alla data del 30 giugno 2010, in **Guatemala**, il Gruppo disponeva di 3 impianti idroelettrici per una capacità installata complessiva di 76 MW.

Il 15 gennaio 2009 è stata avviata la costruzione del progetto di Palo Viejo, che avrà una capacità installata di 84 MW. Inoltre, il Gruppo sta sviluppando altri tre progetti idroelettrici *greenfield* (Sumalito, El Arco e La Cascata), mentre due progetti geotermici (Tecuamburro e Moyuta) sono in fase di esplorazione superficiale.

Alla data del 30 giugno 2010, in **El Salvador**, il Gruppo deteneva il 36,20% della società a partecipazione statale di produzione geotermica LaGeo. Grazie a questa partecipazione e al diritto a coinvestire nei progetti di LaGeo (cfr. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.6 del Prospetto), il Gruppo si pone come uno dei principali *player* nel mercato elettrico di El Salvador.

LaGeo opera due impianti geotermici, il primo a Ahuachapàn, con una capacità installata di 95 MW e il secondo, a Berlin, con una capacità installata di 109,4 MW⁴⁵.

Enel Green Power e LaGeo cooperano anche in **Nicaragua** attraverso una *joint venture* nella società Geotermica Nicaraguense S.A., di cui l'Emittente possiede il 60%. In data 6 aprile 2006, Geotermica Nicaraguense ha ricevuto l'autorizzazione per lo sfruttamento di due siti geotermici (Managua-Chiltepe e El Hoyo Montegalán), dei quali è in corso l'attività di esplorazione. L'atto costitutivo della *joint venture* riconosce agli azionisti un diritto di prelazione nell'eventualità di vendite di azioni di Geotermica Nicaraguense da parte dell'altro socio.

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo gestiva in **Costa Rica** tre impianti di produzione per una capacità installata complessiva di 55 MW:

- l'impianto idroelettrico Don Pedro, situato a Sarapiquí, a 45 km da San José, con una capacità installata di 14 MW, attivo in dal 1996;
- l'impianto idroelettrico di Rio Volcan, anch'esso situato a Sarapiquí. L'impianto, che si alimenta dai fiumi Volcan e Volcancito, ha una capacità installata di 17 MW;
- il parco eolico Tierras Morenas, situato a Tileràn, a 125 km da San José, in esercizio dal 1999 sotto il controllo della società Molinos del Viento del Arenal S.A. Il parco ha una capacità installata di 24 MW.

⁴⁵ Il dato della capacità installata degli impianti di LaGeo non viene consolidato in considerazione della quota di minoranza posseduta dal Gruppo in LaGeo.

In Costa Rica il Gruppo detiene il diritto, conseguito mediante aggiudicazione di un'apposita gara, a realizzare l'impianto idroelettrico da 50 MW di Chucas e a venderne la produzione all'ente elettrico locale ICE (Istituto Costaricense de Electricidad), con un contratto ventennale tipo BOOT (Build Own Operate and Transfer). In particolare, il predetto contratto prevede che Enel de Costa Rica costruisca e gestisca l'impianto idroelettrico di Chucas sulla base di un *power purchase agreement* stipulato con l'ICE in base alla tariffa indicata da Enel de Costa Rica nella predetta gara. Al termine del *power purchase agreement*, la proprietà dell'impianto sarà trasferita all'ICE senza costi aggiuntivi per quest'ultimo.

Brasile

Il Gruppo opera in Brasile attraverso Enel Brasil Participações Ltda., società attiva in Brasile sin dal 1996, a seguito dell'acquisizione di 10 società del gruppo Rede, titolari di 20 impianti *mini-hydro* con una capacità installata complessiva di circa 93 MW.

Alla data del 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva in Brasile di una capacità installata netta complessiva di 93 MW e, nel primo semestre 2010, aveva una produzione netta di energia pari a complessivi 305 GWh (549 GWh nell'esercizio 2009). Le centrali del Gruppo in Brasile sono ubicate in 3 Stati: 9 impianti per 37,8 MW nello Stato del Mato Grosso, 8 impianti per 50,2 MW nello Stato del Tocantins; 3 impianti per 5 MW nello Stato di San Paolo.

Il 10 luglio 2008, Enel Latin America L.L.C. ed Enel Brasil Participações Ltda. hanno stipulato con SoWiTec International, sostituita successivamente da SoWiTec Operation GmbH e SoWiTec do Brasil Energias Alternativas Ltda. (una controllata locale dell'operatore tedesco SoWiTec international GmbH) (insieme "SoWiTec") un accordo di cooperazione ai sensi del quale è attribuita a Enel Latin America un'opzione per l'acquisto, a seguito del completamento dell'*iter* autorizzativo, di otto progetti eolici in Brasile sviluppati da SoWiTec. Tali progetti saranno localizzati nell'area nord-orientale del Paese per una capacità totale fino a 1.000 MW. I progetti hanno una capacità preliminare compresa tra i 56 e i 200 MW e sono situati negli Stati di Cearà, Bahia, Rio Grande do Norte e Sergipe, tutte aree che presentano un alto potenziale eolico (in alcuni casi più di 3.000 ore di vento utile l'anno). In base a tale accordo, Enel Latin America si è impegnata a concedere un finanziamento a SoWiTec come anticipo per lo sviluppo dei progetti eolici e avrà l'opzione per l'acquisto dei progetti ad un prezzo prestabilito in base alla capacità degli stessi (l'importo complessivo dell'acquisizione dei progetti dovrà essere diminuito dell'ammontare del finanziamento concesso a SoWiTec). L'accordo prevede un corrispettivo per l'acquisto dei progetti predeterminato in base alla capacità dei medesimi e un eventuale premio nell'ipotesi in cui siano riscontrate particolari caratteristiche del vento. L'accordo prevede inoltre che, qualora i progetti non rispettino alcune caratteristiche predefinite, SoWiTec sostituisca gli stessi con progetti alternativi di pari capacità (MW) ai quali verranno attribuiti tutti i costi di sviluppo già sostenuti nei progetti iniziali.

La tabella che segue riporta il numero di impianti del Gruppo in Brasile, alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per fonte di generazione, nonché la capacità installata netta dei medesimi:

	IMPIANTI (N°)			CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)		
	30 GIUGNO	31 DICEMBRE		30 GIUGNO	31 DICEMBRE	
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Impianti eolici	-	-	-	-	-	-
Impianti idroelettrici	20	20	20	93	93	93
Impianti geotermici	-	-	-	-	-	-
Impianti da altre fonti	-	-	-	-	-	-
Totale	20	20	20	93	93	93

La tabella che segue riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo in Brasile, ripartiti per fonte di generazione, per il primo semestre 2010 e 2009 nonché per gli esercizi 2009 e 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)			
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO	
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008
Impianti eolici	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti idroelettrici	305	306	549	509	76	76	68	63
Impianti geotermici	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti da altre fonti	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	305	306	549	509	76	76	68	63

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi al Brasile per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 nonché per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE		ALE PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
	<i>unaudited</i>			
Ricavi verso terzi	29	23	44	40
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	17	15	26	24
Utile operativo	12	12	18	17
Investimenti (al lordo contributi)	2	n.a.	2	2

Cile

Il Gruppo opera in Cile attraverso Enel Latin America (Chile) Ltda e, alla data del 30 giugno 2010, disponeva di una capacità installata netta complessiva di 91 MW e, nel primo semestre 2010, aveva una produzione netta di energia pari a complessivi 185 GWh (464 GWh nell'esercizio 2009).

In particolare, il Gruppo dispone di due impianti idroelettrici (Pullinque – Panguipulli, operativo dal 1962, e Pilmaiquen-Puyehue, operativo sin dal 1944, con una capacità complessiva pari a 91 MW), localizzati nella Regione De Los Rios, 850 km a sud di Santiago, ed è attivo nel settore geotermico attraverso due società: Empresa Nacional De Geotermia S.A. e Geotérmica Del Norte S.A., create, rispettivamente nel 2005 e nel 2006, in *joint venture* con l'ENAP, l'Ente Nazionale Idrocarburi Cileno con l'obiettivo di sviluppare il potenziale geotermico del Paese. Enel Latin America (Chile) detiene la maggioranza (51%) di entrambe le società e sta sviluppando in Cile sei progetti geotermici, due attualmente in fase di esplorazione profonda (Quebrada del Zoquete, e Cerro Pabellon, entrambi localizzati nella regione di Antofagasta) e quattro in fase di esplorazione superficiale. La suddetta *joint venture* è gestita da un Consiglio di Amministrazione composto da quattro membri. Il *quorum* costitutivo per le riunioni consiliari è la maggioranza dei consiglieri in carica mentre il *quorum* deliberativo è la maggioranza dei consiglieri presenti, purché vi sia almeno un consigliere di espressione Enel Latin America e un consigliere di espressione ENAP. È inoltre previsto che talune delibere consiliari – tra cui l'approvazione del *budget* e l'assunzione di obbligazioni per importi superiori al 50% degli attivi patrimoniali – siano assunte con una maggioranza qualificata di tre consiglieri. È previsto altresì un *quorum* rafforzato del 75% del capitale sociale per le deliberazioni assembleari aventi ad oggetto, tra l'altro, l'adozione di modifiche statutarie e la politica dei dividendi.

In ambito eolico, in data 16 dicembre 2008, Enel Chile Ltda ha firmato un accordo con SoWiTec Operation GmbH e SoWiTec Energías Renovables de Chile LTDA, per sviluppare 7 progetti eolici in Cile, per una capacità totale fino ad un massimo di 850 MW. Con questo accordo Enel ha acquisito il diritto in esclusiva ad acquistare da SoWiTec i progetti arrivati al “*buildable stage*”. L’accordo prevede un corrispettivo per l’acquisto dei progetti predeterminato in base alla capacità dei medesimi e un eventuale premio nell’ipotesi in cui le ore di vento siano superiori a 3.000 ore annue. I progetti che non raggiungono le previste fasi di sviluppo dovranno essere sostituiti da SoWiTec con altri progetti ai quali verranno attribuiti tutti i costi di sviluppo già sostenuti nei progetti iniziali.

La tabella che segue riporta il numero di impianti del Gruppo in Cile, alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per fonte di generazione, nonché la capacità installata netta dei medesimi:

	IMPIANTI (N°)			CAPACITÀ INSTALLATA NETTA (MW)		
	30 GIUGNO	31 DICEMBRE		30 GIUGNO	31 DICEMBRE	
	2010	2009	2008	2010	2009	2008
Impianti eolici	-	-	-	-	-	-
Impianti idroelettrici	2	2	2	91	90	90
Impianti geotermici	-	-	-	-	-	-
Impianti da altre fonti	-	-	-	-	-	-
Totale	2	2	2	91	90	90

La tabella che segue riporta la produzione netta (GWh) e il Load Factor degli impianti del Gruppo in Cile, ripartiti per fonte di generazione, per il primo semestre 2010 e 2009 e per l’esercizio 2009 e per il 2008.

	PRODUZIONE NETTA (GWh)				LOAD FACTOR (%)			
	PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO		PRIMO SEMESTRE		ESERCIZIO	
	2010	2009	2009	2008	2010	2009	2009	2008
Impianti eolici	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti idroelettrici	185	152	464	449	47	39	59	57
Impianti geotermici	-	-	-	-	-	-	-	-
Impianti da altre fonti	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	185	152	464	449	47	39	59	57

La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali relativi al Cile per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2008.

(Milioni di Euro)	ALE PER IL PRIMO SEMESTRE		ALE PER L’ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
	<i>unaudited</i>			
Ricavi verso terzi	21	19	43	41
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	11	9	23	27
Utile operativo	10	8	19	24
Investimenti (al lordo contributi)	14	n.a.	27	12

6.1.2.4 ENEL.SI

Il Gruppo, tramite Enel.si offre a terzi, in Italia, servizi, prodotti e soluzioni complete per la generazione diffusa e l'efficienza nell'utilizzo dell'energia nelle abitazioni e negli ambienti di lavoro.

Tra i prodotti oggetto dell'offerta di Enel.si, quelli maggiormente diffusi e tecnologicamente consolidati sono gli:

- impianti fotovoltaici: che convertono l'energia solare direttamente in energia elettrica;
- impianti solari termici: che convertono l'energia solare in calore a basse temperature per il riscaldamento dell'acqua o degli ambienti;
- impianti mini eolici: che convertono l'energia del vento in energia elettrica;
- pompe di calore geotermiche: che sfruttano il calore presente nel terreno per il riscaldamento dell'acqua e degli ambienti.

Enel.si è attiva nella distribuzione e vendita di impianti e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia da fonte rinnovabile (in particolare fotovoltaico) e nello sviluppo di iniziative e commercializzazione di prodotti e servizi per il risparmio e l'uso efficiente in ambito domestico, piccola media impresa, terziario e industriale.

Enel.si opera attraverso un sistema di punti vendita in *franchising*, con Concessionari installatori a marchio Enel.si capillarmente diffusi sul territorio nazionale. In particolare, al 30 giugno 2010, la rete dei *franchisee* di Enel.si contava 548 punti vendita, distribuiti in tutte le Regioni italiane, 134 dei quali nel Nord-Ovest del Paese (Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria, Lombardia), 105 nel Nord-Est (Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna), 102 nel Centro (Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Sardegna) e 207 nel Sud (Abruzzo, Molise, Puglia, Campania, Basilicata, Calabria, Sicilia).

Gli impianti per la generazione distribuita di energia possono essere installati presso abitazioni singole, condomini, piccole medie imprese, industrie e aziende del terziario, aziende agricole e zootecniche, enti pubblici che dispongano di idonei requisiti tecnico – installativi.

L'offerta di prodotti Enel.si è caratterizzata dalla selezione di componenti di alta qualità, ottenuti tramite accordi diretti con le principali aziende mondiali del settore.

Enel.si cura la formazione dei propri concessionari dal punto di vista tecnico-commerciale, fornisce loro un servizio di assistenza tecnica diretta e *on-line* e tutti gli strumenti necessari ad effettuare la preventivazione, progettazione e realizzazione degli impianti ed il calcolo dei ritorni economici. Inoltre, per assicurare prefissati standard di qualità, Enel.si seleziona e fornisce ai concessionari i principali componenti degli impianti (ad esempio per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici: moduli fotovoltaici, *inverter* e strutture di supporto), nonché offre assistenza ai clienti attraverso i concessionari, in relazione agli adempimenti tecnici e amministrativi per l'ottenimento di incentivi pubblici ed all'ottenimento di finanziamenti per l'acquisto di impianti fotovoltaici. A tale ultimo riguardo, Enel.si ha stipulato convenzioni con primarie banche (Deutsche Bank, Banca Monte dei Paschi di Siena, Banca Popolare di Sondrio, IntesaSanpaolo, Banca Popolare di Milano, UniCredit Corporate Banking e UBI Banca).

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo nel settore del fotovoltaico si pone anche l'accordo firmato tra Enel Green Power con Sharp e STM, finalizzato all'integrazione a monte della filiera mediante la realizzazione della più grande fabbrica italiana di pannelli fotovoltaici a film sottile a tripla giunzione, a Catania. Il Gruppo prevede di commercializzare i pannelli di nuova produzione principalmente nell'area EMEA (Europa, Medioriente e Africa) con particolare riguardo all'area mediterranea, nella quale Enel Green

Power e Sharp contano già su un'importante rete di vendita. Anche Enel.si parteciperà alla commercializzazione, offrendo i pannelli attraverso la propria rete in *franchising* (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2.1).

Enel.si opera, dal 2003, nel settore dell'efficienza energetica, svolgendo attività di consulenza con *audit* energetici e analisi energetiche, sviluppo di progetti di efficienza energetica per l'ottenimento di certificati bianchi ed interventi di efficientamento energetico.

Le analisi energetiche sono proposte a soggetti terzi e sono volte a valutare le opportunità di risparmio energetico che permettano una riduzione delle emissioni in atmosfera e identificano uno scenario di soluzioni e di possibili interventi, anche in funzione della fattibilità economica per il cliente. Infatti, gli interventi proposti si possono autofinanziare con i risparmi generati, comportando un beneficio di natura sia ambientale che economica.

Inoltre, Enel.si ha sviluppato negli anni interventi di efficienza energetica nell'ambito della micro-generazione, micro-trigenerazione, cogenerazione, solare termico, produzione di acqua calda sanitaria tramite impianti a condensazione, interventi di efficientamento dell'illuminazione residenziale, interventi di efficientamento dell'utilizzo dell'acqua calda sanitaria.

Tali interventi sono stati oggetto di progetti di efficienza energetica presentati all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ("AEEG") nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi.

Dal 2005, Enel.si è riconosciuta come Esco (società di servizi energetici) dall'AEEG e, fino al 2009, ha ottenuto da parte dell'AEEG l'approvazione di progetti di efficienza energetica volto al riconoscimento di Titoli di Efficienza Energetica.

Enel.si è partner in due progetti di ricerca nel settore dell'efficienza energetica finanziati dall'Unione Europea nell'Ambito del 7° Programma Quadro della Commissione Europea.

La tabella che segue riporta i volumi consegnati da Enel.si attraverso la rete di concessionari (in termini di MWp) e il numero dei negozi in *franchising* alle date del 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008.

VOLUMI CONSEGNATI (MWp)			NEGOZI IN FRANCHISING (N°)		
30 GIUGNO	31 DICEMBRE		30 GIUGNO	31 DICEMBRE	
2010	2009	2008	2010	2009	2008
46	50	36	548	517	380

Alla data del 30 giugno 2010, Enel.si impiegava 90 dipendenti. La tabella che segue riporta i principali dati economici e patrimoniali dell'area di attività di Enel.si per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	AL E PER IL PRIMO SEMESTRE		AL E PER L'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE	
	2010	2009	2009	2008
		<i>unaudited</i>		
Ricavi verso terzi	82	39	178	153
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	-	-
Ricavi totali inclusi effetti gestione rischio <i>commodity</i>	82	39	178	153
Margine operativo lordo (EBITDA)	1	(10)	7	6
Utile operativo	1	(10)	6	7
Investimenti (al lordo contributi)	-	n.a.	1	-

6.1.3 Modello di business

In relazione alla propria attività di produzione di energia elettrica, il Gruppo opera i propri impianti produttivi – assicurandone nel contempo la manutenzione e l’aggiornamento tecnologico secondo gli *standard* del settore – e persegue le proprie strategie di crescita attraverso lo sviluppo e la realizzazione di nuovi progetti.

La fase di sviluppo delle attività del Gruppo viene svolta con modalità diverse: in via diretta attraverso uno sviluppo *ex novo* di impianti (*greenfield*), mediante accordi di *joint venture* o *co-development* con *partner* internazionali o locali, o in via indiretta acquisendo da terzi sia progetti in corso di sviluppo, con diritti di opzione su tali progetti da esercitarsi al raggiungimento di un avanzato stato di sviluppo, sia impianti già realizzati o in costruzione.

La Società ritiene che la combinazione di queste modalità di crescita – valutate di volta in volta a secondo della combinazione costo/opportunità che si dimostri maggiormente conveniente – consenta al Gruppo di aumentare la propria penetrazione e cogliere un maggior numero di opportunità.

In particolare, nel caso dei realizzazione di progetti cd. *greenfield*, viene individuato, sviluppato e realizzato *ex novo* un impianto, senza alcuna forma di ristrutturazione o riconversione di strutture esistenti. Il Gruppo adotta questa modalità nei casi di presenza radicata sul territorio, poiché richiede una conoscenza approfondita del mercato e del contesto locale e consente di valorizzare le competenze delle strutture locali. Lo sviluppo di progetti *greenfield* è caratterizzato da un’elevata redditività del capitale investito ed è pertanto la modalità verso la quale il Gruppo si indirizza di preferenza.

Nel caso di *co-development* il Gruppo sottoscrive accordi con sviluppatori internazionali o locali in relazione a portafogli di progetti già in corso di sviluppo o realizzazione. Questa modalità viene adottata in Paesi in cui il Gruppo può beneficiare della competenza di *partner* già presenti nel territorio di interesse. Gli accordi di sviluppo con *developer* esterni prevedono diritti di opzione a favore del Gruppo sui progetti in essere, esercitabili al momento in cui il progetto ha ottenuto le autorizzazioni necessarie e può avviarsene la realizzazione. Generalmente lo sviluppatore esterno si impegna a portare a maturazione progetti per un numero predefinito di MW complessivi.

Nel caso di acquisizioni, il Gruppo acquista da terzi impianti già realizzati o progetti in avanzato stato di sviluppo, che provvede poi a completare ed a mettere in esercizio autonomamente. Questa modalità viene generalmente adottata in caso di minore presenza del Gruppo sul territorio ovvero per cogliere specifiche opportunità di mercato.

Più in dettaglio, il modello di *business* adottato dal Gruppo si articola nelle seguenti fasi:

1. *business development*:
 - a. definizione delle linee guida strategiche di *business development* e *capital allocation*;
 - b. *screening* delle opportunità;
 - c. proposta di impegno di capitale (approvazione dell’investimento da parte del comitato investimenti);
2. realizzazione degli impianti (EPC):
 - a. progettazione esecutiva, realizzazione del piano dei fabbisogni e del piano di committenza;
 - b. realizzazione e rilascio all’esercizio (gestione cantieri);

3. esercizio degli impianti e manutenzione degli stessi (O&M):
 - a. definizione e monitoraggio degli indicatori chiave di *performance* per la messa in funzione e manutenzione;
 - b. *benchmarking* e diffusione delle *best practice*;
 - c. supporto alle aree territoriali per l'allineamento delle *performance* alle *best practices* e/o agli obiettivi del Gruppo.

1. **Business development:**

La fase di *business development* è articolata in diversi passaggi; in particolare il Gruppo ha individuato le seguenti fasi tipiche che, nel loro sviluppo, possono presentare alcune variazioni in funzione della fonte produttiva, del Paese in cui è sviluppato il progetto, del relativo quadro regolamentare e di altre caratteristiche del mercato di riferimento:

- (i) identificazione del progetto: coerentemente con gli scenari di sviluppo delineati dal Gruppo, si procede alla ricerca delle opportunità di sviluppo nelle aree geografiche e nelle tecnologie individuate come più vantaggiose;
- (ii) screening: nel processo di selezione di un'iniziativa di sviluppo, si procede a valutare il potenziale sito sulla base di alcuni criteri prestabiliti in termini di:
 - disponibilità della risorsa;
 - connessione alla rete di trasmissione: viene intrapreso un esame della rete di distribuzione locale, vengono avviati contatti con gli operatori elettrici per valutare la fattibilità tecnica e commerciale del collegamento alla rete elettrica;
 - sistema stradale: viene svolto un esame della rete stradale locale per verificare l'esistenza di vincoli per l'accesso al sito proposto;
 - estensione dell'area sfruttabile: il calcolo delle dimensioni o del numero di impianti installabili serve a stabilire la fattibilità commerciale del progetto;
 - proprietà dei terreni: vengono effettuati i primi *screening* per l'individuazione delle proprietà potenzialmente interessate;
 - possibili investitori: anche in considerazione delle dimensioni del progetto, viene considerata la possibilità di trovare dei cofinanziatori.

Tutte le iniziative di sviluppo così individuate vengono esaminate dal Comitato di *Screening* di Enel Green Power, che si riunisce su base periodica, per selezionare i progetti che, in funzione della rilevanza strategica e della sostenibilità tecnico/economica, il Gruppo intende portare avanti;

- (iii) valutazione: a seguito di questa selezione preliminare si procede con l'analisi di alcune delle principali caratteristiche del progetto con la finalità di verificarne la fattibilità. Le attività condotte in questa fase sono l'analisi del mercato locale (elettricità, tecnologia, fornitori, macchinari ecc.) e del contesto regolatorio, lo studio dei permessi necessari (autorizzazioni, licenze ecc.), la predisposizione di eventuali contratti commerciali (*Power Purchase Agreement*) e *partnership*, l'analisi delle necessarie interconnessioni (reti, acqua ecc.).

In particolare, le evidenze raccolte in questa fase aiutano a determinare la potenza effettivamente installabile sul sito interessato, a definire tutte le opere accessorie all'impianto eventualmente

realizzabile, le modalità di connessione alla rete, i tempi di realizzazione dell'opera e ad evidenziare criticità potenziali di natura tecnico-autorizzativa. A completamento dell'analisi di fattibilità tecnica, vengono individuati i costi di realizzazione, esercizio e manutenzione dell'impianto;

- (iv) ottenimento dei permessi necessari dalle competenti autorità: a seguito della più puntuale identificazione dei progetti che rispondono a rigorosi criteri economico/finanziari, vengono avviati i procedimenti volti a ottenere dalle competenti autorità amministrative (nazionali o locali) i necessari provvedimenti di autorizzazione. Tali provvedimenti includono, tra l'altro, permessi di natura ambientale e urbanistica, licenze, concessioni, approvazione dei progetti e, ove necessario, modifiche della destinazione d'uso dei terreni interessati e variano da Paese a Paese, nonché, in alcuni casi, nelle diverse regioni di un singolo Paese. Generalmente, il procedimento di autorizzazione si basa sulla valutazione del potenziale impatto ambientale, paesaggistico e sulla comunità stanziata. In tale fase rientrano consulenze da parte di soggetti esterni al Gruppo, incontri con i residenti e con ulteriori parti che possano avere interessi coinvolti nello sviluppo del progetto. Benché la natura, tempistica e forma di tali valutazioni varii da Paese a Paese, per il rilascio dei permessi necessari le autorità competenti prendono in considerazione alcuni fattori che generalmente includono, tra l'altro: (a) l'impatto visivo e paesaggistico del progetto, (b) il rumore generato dall'impianto, soprattutto nelle aree densamente popolate, (c) l'impatto ambientale per la flora e la fauna; (d) l'impatto su siti storici, archeologici e altri siti protetti, nonché (e) le caratteristiche topografiche e altre caratteristiche dei siti, quali le condizioni del suolo e l'idrologia.
- (v) processo di approvazione: grazie all'adozione di rigorosi processi di valutazione e autorizzazione degli investimenti da parte del Gruppo, la selezione ed allocazione degli investimenti nei diversi progetti ed aree geografiche avviene sempre in un'ottica di massimizzazione del valore. In particolare, l'avvio della realizzazione dei progetti che raggiungono uno stadio avanzato e che rispondono ai rigorosi criteri economico/finanziari interni è approvata dal Comitato Investimenti interno a Enel Green Power e, se previsto dalle procedure interne, dai relativi Consigli di Amministrazione competenti;

2. Realizzazione degli impianti (*Engineering, Procurement and Construction* o EPC):

A seguito dell'ottenimento dei necessari permessi di natura amministrativa, nonché delle eventuali licenze e dopo la definizione delle relative modalità di finanziamento inizia la fase della costruzione dell'impianto.

Il processo di realizzazione di un impianto inizia con l'apertura del cantiere e finisce con la consegna dell'impianto, e si snoda attraverso le seguenti fasi:

- apertura del cantiere e delimitazione delle aree;
- predisposizione del terreno;
- opere civili;
- installazione dell'impianto;
- allacciamento dell'impianto alla rete;
- prove preliminari dell'impianto;
- collaudo;
- consegna dell'impianto.

Con riferimento allo sviluppo dei progetti *greenfield* il Gruppo si occupa della direzione dei lavori di costruzione, individuando ed elaborando il piano di approvvigionamenti che contiene i materiali, le risorse e le competenze necessarie per la stipula dei contratti e la realizzazione degli impianti al fine di allocarle nei singoli impianti.

Il Gruppo redige i principali documenti di gestione di progetto rappresentati dal piano e programma di progettazione, dal programma temporale generale, dal piano di approvvigionamenti e dal *budget* di commessa assicurando gli obiettivi di tempi, costi, qualità e sicurezza redigendo inoltre le specifiche tecniche e i capitolati tecnici di acquisto, le richieste di acquisto, ed effettuando l'esame e l'allineamento tecnico ed economico delle offerte e la stipula dei relativi contratti.

La fase di costruzione avviene con l'utilizzo dei contratti di appalto, fornitura e servizi realizzati e gestiti in osservanza alle procedure aziendali del Gruppo e alla normativa vigente in materia, così come la fase di costruzione e avviamento curando la programmazione, la gestione e la supervisione tecnica delle attività di costruzione. Si segnala che per la realizzazione degli impianti il Gruppo ha concluso con qualificati fornitori e produttori accordi quadro per l'approvvigionamento delle turbine eoliche e per i pannelli fotovoltaici.

Durante la progettazione e realizzazione del progetto viene costantemente aggiornato e controllato l'avanzamento dei lavori e il *budget* di commessa aggiornando sistematicamente i documenti di gestione del progetto e, se necessario, la scheda di investimento e curando il coordinamento delle attività di ispezione e collaudo.

La descrizione di tutti gli interventi, relativi ad ogni rifacimento o nuovo impianto approvato, vengono riportati in una "specifica tecnica funzionale" che costituisce il documento di riferimento per chi realizzerà l'intervento.

Terminata la fase costruttiva verrà consegnato l'impianto tramite i verbali di consegna dell'impianto, corredati della documentazione tecnica e autorizzata, con il conseguente avvicendamento delle Funzioni di competenza.

Qualora il Gruppo realizzi operazioni di acquisizione di progetti di sviluppo, alcune delle attività sopra descritte potrebbero essere svolte, a seconda dello stadio di avanzamento del progetto medesimo, al momento dell'acquisizione. Qualora vengano acquisite società che abbiano la titolarità dei progetti di sviluppo si procede anche all'integrazione delle stesse nella struttura del Gruppo.

3. Messa in funzione dell'impianto e manutenzione:

Completata la realizzazione dell'impianto, il Gruppo si occupa della messa in funzione dello stesso e, su base continuativa, dell'ottimizzazione della capacità produttiva, della manutenzione e dell'aggiornamento tecnologico.

(i) Messa in funzione

La messa in funzione di un nuovo impianto viene effettuata con le competenze delle strutture interne al Gruppo e con il supporto delle società che hanno realizzato l'impianto stesso.

Per ogni messa in funzione viene definita la documentazione necessaria per il primo esercizio. La messa in funzione dell'impianto e la sua successiva gestione viene svolta rispettando la sicurezza e l'ambiente in cui l'impianto è inserito. Questi due aspetti sono considerati dal Gruppo indispensabili per la conduzione e la gestione quotidiana dei propri impianti, per cui vengono adottate le certificazioni secondo le normative europee ISO e per l'ambiente in particolare, operando per raggiungere la qualificazione EMAS.

(ii) Monitoraggio e supervisione

Per ogni impianto del Gruppo vengono definiti gli indicatori di *performance* da monitorare per l'ottimizzazione della capacità produttiva dello stesso.

Le *performance* tecniche ed economiche vengono analizzate e vengono definite eventuali azioni correttive in collaborazione con le strutture del Gruppo. In particolare, l'Emittente dispone di una *Global Monitoring Room*, nella quale è possibile visualizzare in tempo reale l'andamento di ciascun impianto del Gruppo. Attraverso il supporto della sala, l'Emittente persegue l'obiettivo di omogeneizzare verso la *best practice* l'esercizio degli impianti ed assicura un tempestivo monitoraggio dei fattori chiave legati alla produzione.

(iii) Manutenzione e aggiornamento tecnologico

La manutenzione degli impianti di generazione del Gruppo viene svolta a cura delle singole unità di competenza. Le richieste di manutenzione e aggiornamento tecnologico degli impianti vengono integrate con il piano di manutenzione, ottimizzandone costi e fermate dell'impianto stesso.

L'unità di esercizio del Gruppo coordina la realizzazione degli interventi sugli impianti di produzione definendo i materiali necessari e i *budget* impegnati.

6.1.4 Pipeline e progetti in execution

Il Gruppo svolge continuamente un'attività diretta all'individuazione di nuove opportunità di sviluppo, in grado di originare ulteriori progetti di produzione di energia da fonti rinnovabili, che vengono inseriti nella cd. *pipeline*.

Con il termine "*pipeline*", si intende l'insieme di tutti i progetti di sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili individuati dal Gruppo, a seguito del superamento della fase di studio preliminare (cd. fase di *screening*), classificati in tre categorie (*Potential*, *Likely* e *Highly Confident*) in funzione del differente livello di sviluppo e quindi della probabilità di successo di ciascun progetto, come valutato dalla Società sulla base dell'esperienza maturata nel settore dello sviluppo.

Come sopra indicato, le opportunità di sviluppo sono sottoposte ad una fase di analisi iniziale in cui vengono valutati alcuni aspetti tra cui la disponibilità della risorsa, la connessione alla rete di trasmissione, le condizioni della rete stradale locale, l'estensione dell'area sfruttabile, la proprietà dei terreni (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto). Superata detta fase, il progetto viene inserito nella *pipeline* in una specifica categoria soltanto qualora il Gruppo abbia acquisito almeno un diritto sui terreni dove è prevista la realizzazione del progetto o un'opzione/un diritto di esclusiva sul progetto medesimo. In funzione della ubicazione geografica del progetto e/o della tecnologia, inoltre, possono essere previsti ulteriori specifici requisiti per l'inserimento dello stesso nella *pipeline*.

I progetti in *pipeline* sono classificati nelle seguenti tre categorie, a ciascuna delle quali corrisponde una diversa probabilità di successo:

- **"Potential"**: progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 20%. Si tratta di progetti in uno stato iniziale di sviluppo, per i quali è comunque già stata effettuata l'analisi preliminare del sito ed avviata un'eventuale *fatal-flow analysis*;
- **"Likely"**: progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 50%. Si tratta di progetti per i quali sono già disponibili dati preliminari sulla disponibilità della risorsa ed è stato avviato l'*iter* autorizzativo per l'ottenimento dei permessi necessari alla realizzazione dell'impianto;

- **“Highly Confident”**: progetti per i quali il Gruppo stima una probabilità di successo pari al 90%. Si tratta di progetti per i quali sono stati già ottenuti i principali permessi o autorizzazioni (ad esempio Valutazione di Impatto Ambientale).

Il totale dei progetti costituenti la *pipeline* (pari, al 30 giugno 2010, a 29,9 GW) moltiplicato per le probabilità di successo dei medesimi (pari al 20% per i progetti “Potenziali”, al 50% per i progetti “Likely” e al 90% per i progetti *Highly Confident*”) viene individuato dal Gruppo come *pipeline* netta. Al 30 giugno 2010, il valore della *pipeline* netta del Gruppo era pari a 8,8 GW.

La classificazione dei progetti in *pipeline* viene aggiornata periodicamente, attraverso la verifica per ciascun progetto dello stato di avanzamento alla luce dei seguenti elementi fattuali, e identificati sulla base dell’esperienza operativa maturata dalla struttura del Gruppo: (i) diritto di esclusiva; (ii) diritti sui terreni; (iii) valutazione del sito e delle risorse; (iv) ottenimento dei permessi e (v) connessione alle reti di trasmissione.

Benchè i principi generali siano gli stessi, le tappe di verifica dell’avanzamento dei progetti variano a seconda delle tecnologie e delle aree geografiche. Ciò è dovuto sia alle differenze tra le fasi di sviluppo dei progetti nelle 4 tecnologie in cui il Gruppo è attivo (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1, Premessa, del Prospetto) sia alle differenze nel quadro normativo di riferimento e nel processo autorizzativo nei diversi Paesi (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto). La tabella che segue illustra a titolo esemplificativo le principali differenze in termini di tecnologia e area geografica.

Area	Tecnologia	Potential	Likely	Highly Confident
Europa e Italia	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opzione su terreni 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opzione su terreni 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti su terreni
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Analisi anemometriche preliminari ▪ Analisi preliminare del sito (verifica esistenza vincoli ambientali rilevanti) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Torre anemometrica installata e analisi risorsa sulla base dei primi 6, 8 mesi di misurazione ▪ Avvio iter autorizzativo 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dati relativi alla misurazione del vento di almeno un anno e stime di producibilità ▪ Ottenimento dei principali permessi/autorizzazioni (Valutazione Impatto Ambientale)
	Solare	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opzione su terreni 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti sui terreni ▪ Avvio iter autorizzativo per VIA (Valutazione Impatto Ambientale) ▪ Richiesta interconnessione a rete di trasmissione 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti sui terreni assicurati ▪ Ottenimento dei principali permessi/autorizzazioni (Valutazione Impatto Ambientale) ▪ <i>Feed in Tariff</i> o accordo bilaterale di vendita dell’energia assicurati
		Idroelettrico	<ul style="list-style-type: none"> • Opzione su terreno strategico • Prefattibilità (tecnica, economica) completata 	<ul style="list-style-type: none"> • Diritti su terreno strategico assicurati • Ottenimento principali permessi ambientali
	Geotermia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Opzione su terreni strategici ▪ Individuazione preliminare della risorsa (uso di mappe) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Opzione su terreni strategici • Individuazione preliminare della risorsa (uso di mappe) • Esplorazione superficiale completata • Permesso per esplorazione profonda 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Diritti su terreni strategici • Esplorazione profonda completata • Modello del sottosuolo completato

Area	Tecnologia	Potential	Likely	Highly Confident
America Latina	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opzione su terreni ▪ Analisi preliminare del sito (verifica esistenza vincoli ambientali rilevanti) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opzione su terreni ▪ Torre anemometrica installata e analisi risorsa sulla base dei primi 6, 8 mesi di misurazione ▪ Avvio iter autorizzativo 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti su terreni ▪ Dati relativi alla misurazione del vento di almeno un anno e stime di producibilità ▪ Ottenimento dei principali permessi/autorizzazioni (DIA)
	Solare	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opzione su terreni 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti sui terreni ▪ Avvio iter autorizzativo per DIA ▪ Richiesta interconnessione a rete di trasmissione 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti sui terreni ▪ Ottenimento dei principali permessi/autorizzazioni (Dichiarazione Impatto Ambientale) ▪ <i>Feed in Tariff</i> o accordo bilaterale di vendita dell'energia assicurati
	Idroelettrico	<ul style="list-style-type: none"> • Opzione su terreno strategico • Prefattibilità (tecnica, economic) completata 	<ul style="list-style-type: none"> • Diritti su terreno strategico assicurati • Ottenimento principali permessi ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti formali su terreno strategico ottenuti ▪ Ottenimento dei principali permessi/autorizzazioni (Dichiarazione Impatto Ambientale, accordo di interconnessione, FIT, ecc.)
	Geotermia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Opzione su terreni strategici ▪ Individuazione preliminare della risorsa (uso di mappe) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Opzione su terreni strategici • Individuazione preliminare della risorsa (uso di mappe) • Esplorazione superficiale completata • Permesso per esplorazione profonda 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Diritti su terreni strategici • Esplorazione profonda completata • Modello del sottosuolo completato
Nord America	Eolico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opzione su terreni ▪ Verifica preliminare disponibilità vento ▪ <i>Fatal-flaw analysis</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti su terreni ▪ Dati relativi alla misurazione del vento di almeno un anno e stime di producibilità ▪ Ottenimento stimato probabile di principali permessi (tipo ambientale, militare, aviazione, contea, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 anni di misurazioni del vento ▪ Accordo bilaterale di vendita dell'energia assicurato ▪ Ottenimento DIA ▪ Accordo di interconnessione chiuso ▪ Approvazione della Utility Commission
	Solare	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Opzione su terreni • <i>Fatal-flaw analysis</i> • Analisi preliminare risorsa • Richiesta per <i>Feed in Tariff</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti su terreni ▪ <i>Feed in tariff</i> assicurata • Studio di interconnessione a rete trasmissione completato • Studi di impatto ambientale in corso 	<ul style="list-style-type: none"> • Studi di impatto ambientale completati • Progetto completamente autorizzato • Large Generator Interconnection Agreement chiuso
	Idroelettrico	<ul style="list-style-type: none"> • Prefattibilità (tecnica, economica) completata • Opzione su terreno strategica 	<ul style="list-style-type: none"> • Diritti su terreno strategico assicurati • Ottenimento principali permessi ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Diritti formali su terreno strategico ottenuti ▪ Ottenimento dei principali permessi/autorizzazioni (Dichiarazione Impatto Ambientale, accordo di interconnessione, FIT, ecc.)
	Geotermia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Opzione su terreni strategici ▪ Individuazione preliminare della risorsa (uso di mappe) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Opzione su terreni strategici • Individuazione preliminare della risorsa (uso di mappe) • Permesso per esplorazione profonda • Esplorazione superficiale completata 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Concessione/ permesso di ricerca ▪ Diritti su terreni strategici • Esplorazione profonda completata • Modello del sottosuolo completato

I progetti in relazione ai quali sono stati ottenuti tutti i permessi e le autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto sono classificati come “**in execution**”. All'interno di tale categoria, i progetti sono suddivisi in:

- “**Ready to build**”: progetti cosiddetti cantierabili, per i quali si è concluso con successo l'iter autorizzativo e il Gruppo è in procinto di aprire il relativo cantiere. In particolare, a seguito dell'ottenimento di tutti i provvedimenti necessari, trascorre in media un periodo di 2 o 3 mesi prima dell'apertura effettiva del cantiere, dovuto a tempi tecnici per l'approvvigionamento dei materiali e l'organizzazione dei lavori; e
- “**Under Construction**”: progetti per i quali è già stato aperto il cantiere.

Il modello di *business development* del Gruppo si basa su un bilanciamento tra tecnologie mature (geotermico e idroelettrico) e quelle cd. *high growth* (eolico e solare) ed è caratterizzato da una differenziazione geografica a livello globale e da un'allocazione selettiva degli investimenti in base alla stimata capacità di generazione di cassa dei singoli progetti. Facendo leva sulla conoscenza delle tecnologie in portafoglio e su una analisi delle opportunità di mercato, il Gruppo ottimizza i programmi di investimento segmentando la propria crescita tramite una combinazione di progetti in funzione dei tempi di sviluppo e del rapporto rischio/rendimento degli stessi, con capacità di adattare la propria presenza secondo le risorse disponibili e il quadro economico – regolatorio delle diverse aree geografiche.

Dal punto di vista delle fonti di generazione, la maggior parte dei progetti sono nel settore eolico, che ha avuto maggiore sviluppo negli ultimi 10 anni e per cui si prevede un tasso di crescita molto elevato per i prossimi 20 anni (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1, “Eolico” nel Prospetto). Contemporaneamente la Società ha recentemente incrementato la propria presenza nello sviluppo del settore fotovoltaico che sta registrando un *trend* positivo (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1, “Solare” nel Prospetto).

Tuttavia, anche grazie alle proprie competenze multi-tecnologiche, il Gruppo è in grado di valutare e cogliere le possibili opportunità di crescita ed innovazione in ognuno dei settori tecnologici in cui opera, ivi inclusi quelli in cui è tradizionalmente presente (idroelettrico e geotermico). Infatti, benché gli impianti idroelettrici e geotermici richiedano tempi di sviluppo e costruzione significativamente più elevati rispetto a quelli eolici e solari, presentano una vita utile ed un *load factor* significativamente superiori.

L'ampiezza della *pipeline*, che costituisce il bacino dal quale il Gruppo seleziona in massima parte i propri progetti per lo sviluppo, permette al Gruppo di selezionare i progetti da portare avanti, in considerazione della loro economicità o delle scelte strategiche del Gruppo.

Inoltre, sempre al fine di cogliere le più vantaggiose opportunità di crescita, il Gruppo monitora costantemente nuovi mercati nei quali non è presente alla Data del Prospetto che possano offrire possibilità di sviluppo coerenti con la propria strategia di sviluppo (tali progetti sono individuati nella tabella che segue nella voce “Nuovo Mercato”).

Al 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva di una considerevole *pipeline*, pari a circa 29,9 GW, di cui circa 7,2 GW classificati o rientranti nelle categorie “Highly Confident” e “Likely” e 22,7 GW rientranti nella categoria “Potential”.

Inoltre, circa 13,4 GW dei complessivi 29,9 GW sono stati classificati come potenzialmente esercibili entro il 2014, ovvero rappresentano una stima attuale dei progetti che potrebbero essere presi in considerazione nell'ambito della selezione effettuata dal Gruppo ai fini dell'inserimento nel piano industriale (e che saranno, quindi, realizzati).

La tabella che segue indica la ripartizione della *pipeline* del Gruppo al 30 giugno 2010, suddivisa per fonte di generazione ed area territoriale.

(MW)	ITALIA ED EUROPA	NORD AMERICA	IBERIA E AMERICA LATINA	NUOVO MERCATO	TOTALE
Idroelettrico	52	-	729	-	781
Geotermico	48	100	389	-	537
Eolico	4.885	8.207	13.729	-	26.821
Solare	761	33	692	150	1.636
Altre fonti	27	-	63	-	90
Totale	5.773	8.340	15.602	150	29.865

La seguente tabella illustra la *pipeline* del Gruppo, alla data del 30 giugno 2010, suddivisa per categoria e per area territoriale.

(MW)	HIGHLY CONFIDENT	LIKELY	POTENTIAL
Italia ed Europa	874	2.069	2.830
Nord America	-	300	8.040
Iberia e America Latina	767	3.171	11.664
Nuovo Mercato	-	-	150
Totale	1.641	5.540	22.684

Al 30 giugno 2010, il Gruppo disponeva di progetti *in execution* pari a 1.085 MW (1.222 MW includendo i progetti eolici *in execution* in Portogallo del consorzio ENEOP 2, partecipato al 30% da Enel Green Power España) (di cui 525 MW – 610 MW includendo ENEOP 2 – *ready to build* e 560 MW – 612 MW includendo ENEOP 2 – *under construction*). L'entrata in esercizio della maggior parte di tali progetti è attesa per gli esercizi 2010 e 2011. La seguente tabella riporta i progetti *in execution* suddivisi per fonte di generazione ed area territoriale.

(MW)	ITALIA ED EUROPA	NORD AMERICA	IBERIA E AMERICA LATINA	NUOVO MERCATO	TOTALE
Idroelettrico	12	-	136	-	148
Geotermico	33	-	-	-	33
Eolico	352	276	374 ⁽¹⁾	-	1.002 ⁽¹⁾
Solare	39	-	-	-	39
Altre fonti	-	-	-	-	-
Totale	436	276	510⁽¹⁾	-	1.222⁽¹⁾

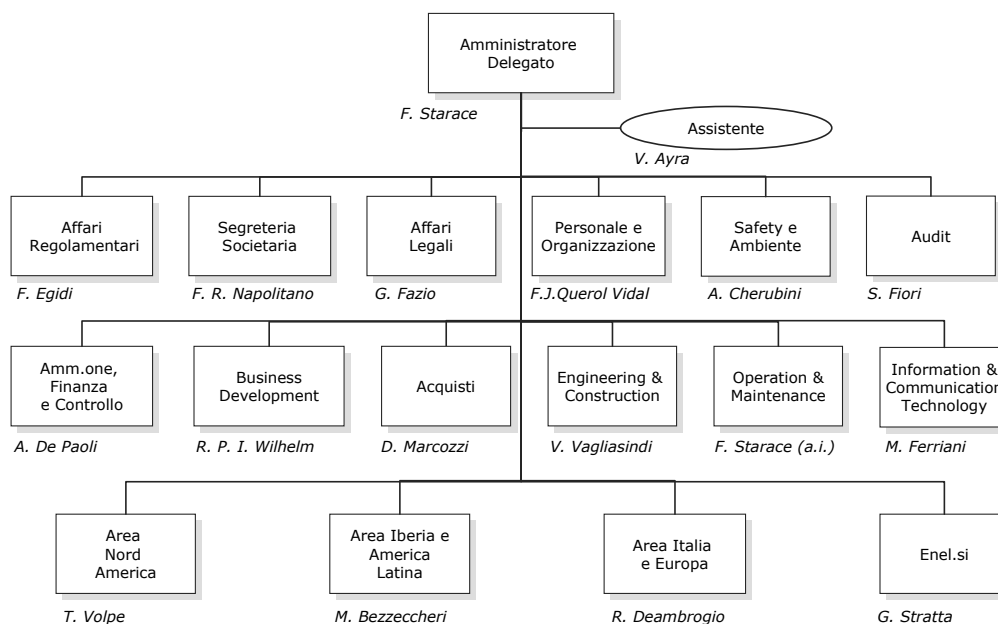
(1) Il dato include i 137 MW del consorzio ENEOP 2.

La tabella che segue indica la ripartizione della *pipeline* del Gruppo al 30 giugno 2010, suddivisa per COD (*Commercial Operation Date*).

(GW)	2010	2011	2012	2013	2014	>2014	TOTALE
<i>Pipeline</i>	-	0,8	2,6	5,2	4,8	16,5	29,9

6.1.5 Struttura organizzativa del Gruppo

La struttura organizzativa attraverso la quale Enel Green Power e il Gruppo operano è articolata per funzioni e aree di attività. Si riporta di seguito l'organigramma del Gruppo con indicazione delle funzioni di *staff* e delle aree di attività alla Data del Prospetto.



Le aree e le funzioni di *staff* riportano all'Amministratore Delegato supportato dall'Assistente, il quale svolge altresì i compiti di presidio delle attività di definizione dei processi e di promozione e monitoraggio di iniziative e progetti del Gruppo finalizzati a massimizzare l'efficienza operativa.

Inoltre, le competenti funzioni della capogruppo Enel mantengono il coordinamento delle unità di *staff* ed hanno il compito di fornire supporto operativo al Gruppo con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del Gruppo Enel di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto dell'attività. A seguito della quotazione delle Azioni dell'Emittente, le funzioni di *staff* di Enel Green Power riporteranno esclusivamente agli organi esecutivi della stessa Società.

Funzioni

(a) Affari regolamentari

(i) Presidia e cura, d'intesa con i responsabili delle aree di attività, le attività regolatorie e *antitrust* del Gruppo coordinandosi con la funzione Legale del Gruppo per gli aspetti di competenza, assicurando la definizione e la difesa della posizione aziendale nei Paesi di competenza; (ii) assicura, d'intesa con le funzioni del Gruppo interessate, la coerenza delle procedure del medesimo con la normativa regolatoria ed *antitrust* vigente.

(b) Segreteria Societaria

(i) Assicura gli adempimenti societari nei riguardi delle società, comprese le società controllate estere rientranti nel perimetro del Gruppo, curando in particolare le attività di segreteria per gli organi sociali delle stesse; (ii) cura i profili societari nell'ambito di operazioni di acquisizione o cessione di *asset*, nonché di operazioni straordinarie (fusioni, scissioni, conferimenti, ecc.) di interesse delle società del Gruppo; (iii) definisce l'assetto dei poteri, coordinandosi con la funzione Personale e Organizzazione.

(c) Affari legali

Assicura la gestione delle problematiche legali del Gruppo curando il monitoraggio della normativa legale e della giurisprudenza e fornendo assistenza specialistica al vertice ed alle varie strutture del Gruppo.

(d) Personale e Organizzazione

(i) Cura i processi di pianificazione, organizzazione, sviluppo e gestione delle risorse umane al fine di assicurare l'adeguatezza qualitativa e quantitativa del patrimonio di competenze tecniche, professionali e manageriali, nel rispetto della normativa vigente in materia di rapporto di lavoro nei vari Paesi; (ii) gestisce le relazioni sindacali; (iii) assicura l'erogazione dei servizi amministrativi del personale alle società del Gruppo avvalendosi anche delle strutture di Enel Servizi; (iv) assicura il presidio delle attività relative ai servizi generali.

(e) Safety e Ambiente

(i) Assicura, in coerenza con la normativa vigente nei vari Paesi, indirizzo, coordinamento e controllo in tema di sicurezza e salute del lavoro, sviluppando opportune metodologie; (ii) assicura il coordinamento, il monitoraggio ed il *reporting* ambientale e relativo agli infortuni e definisce, d'intesa con le competenti funzioni del Gruppo, le azioni formative per le tematiche di sicurezza e ambiente assicurandone l'attuazione; (iii) coordina la gestione delle tematiche ambientali del Gruppo, fornendo il necessario supporto specialistico; (iv) cura la predisposizione del *reporting* ambientale del Gruppo, coordinandosi con le ulteriori funzioni interessate.

(f) Audit

(i) Effettua azioni di *auditing*, anche sulla base dell'analisi dei rischi, mirate a verificare l'efficacia, l'efficienza e l'economicità dei processi aziendali, l'affidabilità e la correttezza delle informazioni contabili e gestionali e la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne o esterne ed alle direttive ed indirizzi aziendali, indicando al *management* del Gruppo le azioni correttive necessarie e verificando i risultati degli interventi correttivi suggeriti e delle azioni poste in essere dal *management*; (ii) partecipa alle attività di disegno dei processi al fine di assicurare la minimizzazione dei rischi; (iii) verifica l'applicazione e il rispetto del codice etico e vigila sul funzionamento e l'osservanza del Modello di organizzazione e gestione ex Decreto Legislativo 231/01.

(g) Amministrazione, Finanza e Controllo

(i) Assiste gli organi di vertice del Gruppo nella definizione delle linee guida, degli obiettivi strategici e delle politiche di natura economico, patrimoniale, fiscale e finanziaria; (ii) monitora le strategie e le *performance* dei principali concorrenti, effettua e aggiorna periodicamente le analisi strategiche di interesse del Gruppo; (iii) assicura l'analisi e la valutazione delle *performance* del Gruppo; (iv) presidia il processo di valutazione, autorizzazione e controllo degli investimenti; (v) assicura l'elaborazione del bilancio delle società del Gruppo e del bilancio consolidato; (vi) presidia il processo di valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria; (vii) assicura l'erogazione dei servizi amministrativi e fiscali alle società del Gruppo avvalendosi anche delle strutture di Enel Servizi; (viii) supporta il processo di valorizzazione degli *asset* rinnovabili del Gruppo; (ix) supporta l'Amministratore Delegato nella definizione dei contenuti della comunicazione con i mercati e gli investitori istituzionali; (x) assicura le attività di risk control, coordinandosi con le competenti unità delle aree di attività.

(h) Business Development

(i) Assiste gli organi di vertice del Gruppo nella definizione del posizionamento e della strategia del medesimo, (ii) monitora i mercati di interesse di Enel Green Power, al fine di valutare le possibili opportunità di espansione nel campo delle energie rinnovabili; (iii) assicura il processo di identificazione e di selezione dei progetti di investimento (organico e *greenfield*) coerentemente con gli obiettivi e le strategie definiti nel relativo piano, avvalendosi delle funzioni del Gruppo di competenza; (iv) gestisce le attività di sviluppo (organico e *greenfield*) e conduce le attività di *merger and acquisition* e le attività *greenfield* nelle aree in cui Enel Green Power è già presente e in quelle in cui non è già localmente strutturata, avvalendosi delle competenti strutture.

(i) Acquisti

Assicura i processi di approvvigionamento del Gruppo ed in particolare: (i) analizza e consolida i fabbisogni, sviluppando il piano di approvvigionamenti ed i relativi programmi di acquisto; (ii) seleziona i fornitori e gestisce le gare; (iii) predispone e stipula i contratti di approvvigionamento; (iv) promuove le metodologie di *design to cost* e la ricerca e qualificazione di nuovi fornitori in collaborazione con le unità tecniche delle unità richiedenti.

(l) Engineering and Construction

Cura la progettazione e la realizzazione dei progetti previsti nel piano di investimenti del Gruppo (organico e *greenfield*), nel rispetto dei tempi e costi fissati e delle norme di legge e aziendali relative alla tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. A tal fine, in particolare: (i) sviluppa studi di fattibilità e supporta la funzione Business Development nelle attività di *due diligence*; (ii) cura le fasi di progettazione di base e di dettaglio dei progetti definiti; (iii) cura la progettazione esecutiva degli impianti e l'elaborazione della documentazione tecnica per l'acquisto; (iv) cura le attività di costruzione e avviamento ed assicurare la programmazione dell'impiego delle risorse interne ed esterne necessarie al fine di assicurare la realizzazione degli impianti; (v) cura la razionalizzazione e l'omogeneità delle attività di progettazione e costruzione sulle diverse filiere tecnologiche; (vi) cura lo sviluppo tecnologico ed il relativo mantenimento di competenze svolgendo un ruolo di presidio a livello globale sul *know-how* tecnico in materia di rinnovabili su tutte le filiere tecnologiche (geotermica, solare, eolica, idroelettrica e biomasse).

(m) Operation and Maintenance

(i) Monitora l'andamento della *performance* del Gruppo relativa all'esercizio e manutenzione degli impianti implementando un sistema dei fattori chiave tecnico/operativi e curandone il relativo *reporting*; (ii) supporta le aree di attività nell'identificazione ed implementazione delle azioni di miglioramento volte ad allineare le *performance* di ciascuna area di attività agli obiettivi di efficacia ed efficienza definiti; (iii) identifica, attraverso *benchmarking* interno ed esterno al Gruppo Enel, le *best practice* operative in relazione all'esercizio e manutenzione degli impianti e supporta le aree di attività nella realizzazione delle stesse; (iv) supporta le aree di attività nell'ottimizzazione del costo di produzione e nella gestione dei relativi rischi.

(n) Information and Communication Technology

Svolge il ruolo di coordinamento tra la strutture del Gruppo e le competenti strutture della Direzione Operativa Information and Communication Technology di Enel Servizi, coordinando le relative unità delle aree di attività, al fine di assicurare la pianificazione e l'attuazione delle attività di progettazione, realizzazione, manutenzione ed esercizio dei sistemi di *Information and Communication Technology*.

Aree

(a) Area Italia ed Europa, Area Nord America, Area Iberia e America Latina

Tali aree sviluppano, gestiscono e ottimizzano le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili al proprio interno con responsabilità sulle *performance* tecniche e sui risultati economici e finanziari. In particolare: (i) rappresentano il Gruppo nell'ambito dei Paesi di competenza nei confronti dei principali *stakeholder*, delle istituzioni e delle autorità locali; (ii) assicurano l'esercizio e la manutenzione degli impianti e sovrintendono alla loro operatività con responsabilità sui costi di funzionamento e sulle *performance* tecniche (disponibilità, rendimenti, ecc.), nel rispetto degli indirizzi forniti dalla funzione Operation & Maintenance; (iii) ottimizzano il costo di produzione e vendita dell'energia, garantendo la massimizzazione dei margini e la gestione dei relativi rischi coerentemente con gli obiettivi definiti nel piano industriale e nel rispetto dei limiti di rischio assegnati; (iv) monitorano l'evoluzione del mercato, della concorrenza e del sistema regolatorio, identificando le opportunità di sviluppo del *business* coerentemente con gli obiettivi e le linee guida definite dalla funzione Business Development; (v) supportano la realizzazione del piano degli investimenti assicurando sia il supporto nelle fasi di sviluppo, valutazione e *permitting*, che l'interfaccia nei rapporti con gli *stakeholder*, le istituzioni e le autorità locali, in tutte le fasi del processo.

(b) Enel.si

Tale area di attività: (i) assicura lo sviluppo delle attività *retail* nel campo delle energie rinnovabili e efficienza energetica; (ii) assicura lo sviluppo dell'offerta e dei servizi per la rete indiretta sugli impianti fotovoltaici e sulle altre fonti rinnovabili; (iii) sviluppa e gestisce la rete di *franchising* Enel.si; (iv) garantisce le attività di *marketing* e assicura il supporto commerciale verso i *franchisee* e i fornitori.

6.1.6 Programmi futuri e strategie

Enel Green Power persegue l'obiettivo di massimizzare il valore creato attraverso lo sviluppo, la realizzazione e la gestione di impianti di generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile e le attività collegate lungo la catena del valore.

La Società ha predisposto un piano industriale quinquennale, ispirato da una visione industriale e di lungo periodo del settore delle energie rinnovabili, che porterà la capacità installata dagli attuali 5,7 GW alla fine del 2009 a 9,2 GW alla fine del 2014, con un incremento di 3,5 GW ripartito sulle differenti tecnologie in portafoglio. Tale piano di sviluppo trova fondamento nella *pipeline* progetti, pari a ca. 29.296 MW alla fine del 2009.

In particolare, il piano industriale si articola nelle seguenti azioni strategiche:

- **Politica di crescita bilanciata**, ottenuta mediante investimenti allocati flessibilmente sulle differenti tecnologie e geografie in portafoglio, al fine di massimizzare i ritorni grazie ad un mix ottimale di tecnologie e regimi regolatori. Al fine di conseguire tali obiettivi, la Società si è dotata di un assetto organizzativo che alloca centralmente le responsabilità sulle attività strategiche della filiera (business development, acquisti, ingegneria). In particolare, la Società intende focalizzare la propria crescita su:
 - Paesi caratterizzati dalla migliore combinazione di regime regolatorio, disponibilità della risorsa rinnovabile e presenza del Gruppo (Italia, Spagna e Stati Uniti);

- Tecnologie *high-growth* (eolico *on-shore* e solare), caratterizzate dall'interessante profilo rischio-rendimento e dalla rapidità di sviluppo e messa in esercizio degli impianti rispetto alle tecnologie più mature.

I piani di crescita della Società sono basati su un ampio portafoglio di progetti (*pipeline*), costituito da opzioni di sviluppo su più tecnologie e geografie, e caratterizzato da una elevata qualità dei progetti.

- **Mantenimento della profittabilità**, ottenuta attraverso l'utilizzo combinato di differenti leve, quali:
 - Eccellenza operativa nell'esercizio della base installata, finalizzata all'incremento della producibilità degli impianti e alla riduzione dei costi di esercizio degli stessi.
 - Possibilità di acquisizione di macchinari e tecnologie a costi competitivi, con accesso preferenziale alle innovazioni tecnologiche sviluppate dai fornitori. In questo contesto, la Società fa leva sull'appartenenza al Gruppo Enel, sull'accentramento delle attività di acquisto e sulle condizioni di mercato favorevoli in alcuni segmenti tecnologici (segnatamente, eolico e solare fotovoltaico).
 - Allocazione flessibile degli investimenti sulla geografie e sulle tecnologie di riferimento della Società, finalizzata alla massimizzazione dei ritorni attesi e la minimizzazione dei rischi connessi.
- **Posizionamento distintivo nell'ambito della tecnologia solare**, caratterizzata dal più elevato tasso di crescita tra le energie rinnovabili, mediante una strategia di integrazione lungo l'intera catena del valore. In particolare:
 - Attività di produzione di pannelli, attraverso la *joint venture* con Sharp e ST Microelectronics.
 - Produzione di energia elettrica mediante impianti solari di larga scala, attraverso la stessa Enel Green Power, attiva sui mercati di riferimento, e la *joint venture* con Sharp focalizzata sul mercato di Europa, Medio Oriente e Africa.
 - Vendita e installazione di sistemi fotovoltaici presso il consumatore finale, attraverso la rete in *franchising* di Enel.si.
- **Innovazione tecnologica**, perseguita attraverso il monitoraggio delle tecnologie emergenti e lo sviluppo di test pilota su tecnologie prossime alla fase di commercializzazione, al fine di identificare nuove tecnologie *high-growth* sulle quali effettuare potenziali investimenti. A questo fine, la Società di avvale del supporto del Gruppo Enel (attraverso la Divisione Ingegneria e Innovazione) per la conduzione di progetti di ricerca a forte contenuto innovativo, quali ad esempio:
 - Tecnologia solare termodinamica con accumulo (Progetto Archimede).
 - Tecnologia solare fotovoltaica a concentrazione.
 - Sistemi ibridi di generazione da fonte rinnovabile (es. fonte geotermica e solare termodinamica).

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo XI, Paragrafo 11.1 del Prospetto)

6.1.7 Quadro normativo

Premessa

La crescente attenzione alle tematiche connesse ai cambiamenti climatici ed agli effetti degli stessi sulla popolazione mondiale, l'economia e le strategie di produzione di energia, ha condotto molti Stati alla sottoscrizione del Protocollo di Kyoto (“**Protocollo di Kyoto**”).

Il Protocollo di Kyoto, entrato in vigore nel febbraio del 2005, impone agli Stati aderenti limiti alle quantità di emissioni inquinanti nell’ottica di ridurre i livelli complessivi di emissioni inquinanti nel periodo tra il 2008 ed il 2012 del 5% rispetto al 1990.

L’Unione Europea, che ha anch’essa sottoscritto il Protocollo di Kyoto, ha sviluppato specifica strategia energetica tesa a favorire l’utilizzo di fonti rinnovabili di energia.

Tale obiettivo si è concretizzato con l’adozione della “Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità” (“**Direttiva 2001/CE/77**”).

Nel corso del 2009 è stato compiuto un altro passo importante nella definizione della politica europea per la lotta ai cambiamenti climatici, con l’entrata in vigore del **Pacchetto Clima e Energia**, che stabilisce l’obiettivo di ridurre del 20% le emissioni di gas serra al 2020 rispetto ai livelli del 1990 e di garantire uno sviluppo delle fonti rinnovabili di energia tale da assicurare nel 2020 la copertura del 20% dei consumi energetici finali.

È compresa nel Pacchetto Clima e Energia la “**Direttiva 2009/CE/28**” che fissa gli obiettivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili specifici per ciascuno Stato membro e richiede a ciascuno Stato di elaborare un proprio *National Renewable Energy Action Plan*, nel quale definire gli obiettivi nazionali nel settore delle energie rinnovabili per il periodo 2010-2020. L’Italia ha notificato il proprio *National Renewable Energy Action Plan* alla Commissione Europea in data 2 luglio 2010, impegnandosi a coprire entro il 2020, attraverso l’energia da fonti rinnovabili, il 17% dei consumi lordi nazionali ed, in particolare, la quota del 6,38% del consumo energetico del settore trasporti, del 28,97% per l’elettricità e del 15,83% per il riscaldamento e il raffreddamento.

6.1.7.1 Italia

In Italia, con il Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (“**Decreto Bersani**”), emanato in recepimento della Direttiva 96/92 dell’Unione europea, nel contesto dell’avvio della liberalizzazione del mercato elettrico, sono state introdotte misure innovative in tema di incentivazioni delle fonti energetiche rinnovabili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas) ed è stato ridisegnato il regime di riferimento applicabile al settore idroelettrico.

Un ulteriore impulso allo sviluppo di tali fonti energetiche si è inoltre avuto con il D.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 (“**Dlgs 387/03**”), emanato in attuazione della Direttiva 2001/77/CE in materia di “*promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità*”, che ha, tra l’altro, unificato i titoli amministrativi necessari per la costruzione e per l’esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Occorre inoltre considerare anche la legge 23 agosto 2004, n. 239 (c.d. “**Legge Marzano**”), il Decreto interministeriale del 18 dicembre 2008 (Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) e, da ultimo, la Legge 23 luglio 2009, n. 99 (“**Legge 99/2009**”) con cui sono state apportate tra l’altro talune rilevanti

modifiche alla disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche, nonché per effetto di numerosi provvedimenti di attuazione di rango secondario.

Deve, inoltre, considerarsi che in forza della potestà legislativa concorrente attribuita alle Regioni in materia di “energia” (produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia) ai sensi dell’art. 117 Cost., il quadro normativo definito a livello nazionale deve intendersi di volta in volta integrato dalle singole disposizioni regionali delle Regioni ove insiste lo specifico impianto.

I principali tratti distintivi dell’attuale quadro normativo (nazionale) delineato dal legislatore possono distinguersi in due filoni principali: (i) la definizione dei titoli e dei relativi procedimenti amministrativi necessari per la costruzione e l’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e (ii) il regime delle incentivazioni concesse per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

I titoli amministrativi per la costruzione e l’esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia.

Il Dlgs 387/03 prevede che la costruzione e l’esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (nonché gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli impianti stessi), sono soggetti ad una autorizzazione unica (“**Autorizzazione Unica**”), che include e sostituisce le intese, i concerti, nullaosta, autorizzazioni o atti d’assenso comunque denominati necessarie alla realizzazione e messa in esercizio degli impianti qualificati come rinnovabili (art. 12).

In particolare, nell’Autorizzazione Unica confluiscono tutti i principali permessi/autorizzazioni che, secondo il regime normativo previgente, era necessario conseguire attraverso autonomi e distinti procedimenti amministrativi (es. permesso di costruire/concessione edilizia, autorizzazione alla costruzione in aree sottoposte a vincolo etc.).

Occorre tuttavia specificare che, ai sensi del Dlgs 387/2003, del D.M. 6 agosto 2010 e del D.P.R. 380/2001 (c.d. Testo Unico Edilizia), per talune tipologie di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (in via esemplificativa, gli impianti fotovoltaici collocati su edifici), non occorre conseguire l’Autorizzazione Unica ma è sufficiente la presentazione di una Denuncia di Inizio Attività, nel caso l’impianto presenti determinate caratteristiche strutturali (es. integrazione sui tetti degli edifici, superficie complessiva dei moduli fotovoltaici non superiore a quella del tetto dell’edificio stesso etc.).

Tuttavia, in relazione al tipo di fonte rinnovabile utilizzata dall’impianto, oltre all’Autorizzazione Unica dovranno conseguirsi ulteriori titoli amministrativi.

In particolare, lo sviluppo di **impianti idroelettrici e di impianti geotermici** richiede, oltre all’Autorizzazione Unica, anche il rilascio di titoli concessori (rispettivamente, la concessione di derivazione (“**Concessione di Derivazione**”) e la concessione di coltivazione delle risorse geotermiche (“**Concessione di Coltivazione**”).

L’esercizio di **impianti alimentati a biomasse** richiede, oltre all’Autorizzazione Unica, il rilascio dell’autorizzazione integrata ambientale (“**AIA**”).

Inoltre, per la realizzazione degli elettrodotti necessari per la connessione alla rete elettrica degli impianti di produzione da fonti rinnovabili di qualsiasi tipologia potrà essere necessario acquisire il titolo abilitativo alla costruzione ed esercizio di elettrodotti secondo il R.D. 11 dicembre 1933, n. 1775 (“**Testo Unico Acque ed Impianti Elettrici**”) (“**Autorizzazione Elettrodotti**”) ovvero titolo equivalente secondo le prescrizioni delle singole legislazioni regionali.

Infine, in relazione alle caratteristiche dei siti e degli impianti su cui vengono realizzati gli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e gli elettrodotti per la connessione degli stessi alla rete elettrica, si può rendere necessario verificarne la compatibilità ambientale attraverso il procedimento di valutazione di impatto ambientale (“VIA”).

Per quanto concerne l’accesso al sistema degli incentivi all’utilizzo di fonti rinnovabili tutti gli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999 devono conseguire la qualifica IAFR – Impianti Alimentati dalle Fonti Rinnovabili (“IAFR”), ad eccezione degli impianti fotovoltaici. La qualifica IAFR è rilasciata dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (“GSE”) all’esito di un procedimento attivato con istanza che il produttore deve inviare non oltre 3 anni dall’entrata in esercizio dell’impianto, pena l’inammissibilità agli incentivi.

Prima di passare alla trattazione dei singoli titoli autorizzativi menzionati, occorre rilevare che talune legislazioni regionali, in forza della potestà legislativa concorrente attribuita alle Regioni in materia di energia, hanno significativamente inciso sui profili autorizzatori connessi alla costruzione ed esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e che, d’altra parte, talora tali interventi sono stati censurati dalla Corte Costituzionale.

A tale riguardo, pur non potendosi dettagliatamente descrivere le singole discipline regionali di riferimento, appare utile menzionare quanto accaduto con riferimento alla Legge regione Puglia 21 ottobre 2008, n. 31, il cui articolo 3 consente di realizzare, con Denuncia di Inizio Attività (“DIA”) ai sensi del Testo Unico Edilizia (D.P.R. 380/01) e non già con Autorizzazione Unica, a) impianti fotovoltaici posti su edifici, esistenti o da costruire, con destinazione civile, industriale, agricola, commerciale e servizi, e/o collocati a terra internamente a complessi, esistenti o da costruire, di fabbricati civili, industriali, agricoli, commerciali e servizi; b) impianti fotovoltaici in zona agricola, a condizione che l’area asservita all’intervento sia estesa almeno due volte la superficie radiante; c) impianti eolici on-shore realizzati direttamente dagli enti locali, nonché quelli finalizzati all’autoconsumo costituiti da un solo aerogeneratore; d) impianti idraulici; e) impianti alimentati a biomassa posti internamente a complessi, esistenti o da costruire, di fabbricati industriali, agricoli, commerciali e servizi; f) impianti alimentati a gas di discarica, posti internamente alla stessa discarica, esistente o da costruire; g) impianti alimentati a gas residuati dai processi di depurazione, posti internamente a complessi, esistenti o da costruire, di fabbricati industriali, agricoli, commerciali e servizi; h) impianti alimentati a biogas, posti internamente a complessi, esistenti o da costruire, di fabbricati industriali, agricoli, commerciali e servizi, purché tali tipologie di impianti abbiano potenza fino ad 1 MW.

In altri termini, con tale disposizione la legge regionale pugliese ha consentito di utilizzare la DIA per realizzare impianti da fonti rinnovabili con potenza complessiva superiore rispetto a quelle indicate dalla Tabella A allegata al Dlgs 387/2003 (comunque non oltre la soglia di 1 MW), che lo stesso Dlgs consente siano modificate soltanto con decreto del Ministro dello Sviluppo economico, d’intesa con la Conferenza unificata e di concerto con il Ministro dell’ambiente.

La predetta Legge regionale è stata tuttavia impugnata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri innanzi alla Corte Costituzionale che, con sentenza n. 119 del 26 marzo 2010, ha dichiarato l’illegittimità costituzionale anche del citato articolo 3 (per contrasto con l’art. 117 Cost.) in quanto, conformemente a quanto prescritto dal Dlgs 387/2003, maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la disciplina della DIA possono essere individuate appunto soltanto con gli strumenti della normativa nazionale, senza che la Regione possa provvedervi autonomamente.

Tuttavia, al fine di evitare incertezze sui profili autorizzatori e per tutelare coloro che hanno avviato i lavori di realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili in base alle norme della Regione Puglia dichiarate

incostituzionali (o di disposizioni dal contenuto analogo previste da altre Regioni), ai sensi dell'art 1-*quater* della L. 129/2010, di conversione del D.L. 105/2010, sono fatti salvi – per i soli impianti entrati in esercizio entro centocinquanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione – gli effetti relativi alle procedure di denuncia di inizio attività avviate in conformità a disposizioni regionali, recanti soglie superiori a quelle di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387.

Inoltre, lo scorso 12 maggio 2010 è stata approvata in via definitiva la Legge Comunitaria 2009. Tra i criteri di delega per l'attuazione della direttiva fonti rinnovabili è prevista la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili con l'assoggettamento a DIA per tutti gli impianti con capacità di generazione non superiore ad 1 MW. Con tale disposizione, di fatto, viene consentito di utilizzare la DIA su tutto il territorio italiano. Tra gli altri criteri di delega, si segnalano:

- la promozione congiunta di efficienza energetica ed utilizzo delle fonti rinnovabili;
- l'integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti di trasporto e distribuzione dell'energia anche attraverso il sostegno alle *smart grids*;
- l'adeguamento del sistema degli incentivi mediante armonizzazione e riordino delle disposizioni previste dalla legge sviluppo e dalla finanziaria 2008.

Inoltre, la Corte Costituzionale ha più volte ribadito la necessità che l'adozione o l'adeguamento dei Piani Energetici ambientali regionali (PEAR) e di atti normativi regionali non possa essere tale da determinare un pregiudizio irragionevole all'esercizio della attività di iniziativa economica e al perseguimento, da parte dello Stato Italiano, degli specifici obblighi internazionali (Protocollo di Kyoto) e comunitari (art. 3 della Direttiva 2001/77/CE) legati allo sviluppo delle energie rinnovabili.

A tale riguardo, con la sentenza n. 124/2010 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'art. 2, comma 1 della L.R. Calabria n. 42/2008 (per contrasto con con gli artt. 41 e 117, primo comma, della Costituzione), nella parte in cui prevedeva soglie massime e di potenza autorizzabili per ciascuna fonte (eolico, fotovoltaico, ecc.), applicabili nella mora dell'aggiornamento del PEAR regionale e della ripartizione nazionale tra le regioni della produzione di energia alternativa.

La giurisprudenza della Corte Costituzionale ha altresì stabilito che la mancata adozione da parte dello Stato delle linee guida previste dall'art. 12 del Dlgs. 387/2003 non consente alle Regioni di provvedere autonomamente alla individuazione di criteri per il corretto inserimento degli impianti alimentati da fonti di energia alternativa. A tale riguardo, la Corte Costituzionale, con sentenza n. 282/2009, ha dichiarato la illegittimità dell'art. 2, comma 1, lettere e), g), h), i), j), k) l), e n), della legge della Regione Molise n. 15 del 2008, che subordinava l'idoneità dell'installazione di impianti eolici e fotovoltaici alla presenza di un accordo con gli enti locali o con i proprietari delle abitazioni eventualmente situate in zone limitrofe (così le lettere h) e i)), ovvero disponevano generiche e non motivate fasce di rispetto (così in particolare le lettere e), g), j), k), l) e n)).

Nel mese di luglio 2010 sono state approvate in sede di Conferenza Unificata, le linee guida nazionali.

Tali linee guida prevedono che la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili possa essere autorizzata mediante Autorizzazione Unica, DIA e, per gli interventi di attività edilizia libera, mediante una semplice comunicazione di inizio lavori alle amministrazioni comunali interessate: le linee guida definiscono inoltre le tipologie di impianti o interventi cui si applica ciascuno dei detti regimi.

Le linee guida contenute nel Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 sono state pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010. Entro il 1° gennaio 2011, le Regioni hanno obbligo di uniformare alle linee guida nazionali le linee guida regionali, eventualmente da loro adottate nell'esercizio della potestà legislativa concorrente loro attribuita dall'art. 117 Cost. in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia.

L'Autorizzazione Unica

L'Autorizzazione Unica è rilasciata all'esito di un procedimento amministrativo il cui svolgimento è disciplinato dalle linee guida nazionali. Peraltro, numerose Regioni (in forza della potestà legislativa concorrente loro attribuita dall'art. 117 Cost. in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia), hanno adottato proprie linee guida recanti la disciplina del procedimento per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili.

Il procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è avviato con l'istanza del soggetto proponente la realizzazione dell'impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile e si conclude entro 180 giorni dalla presentazione della domanda.

La Concessione di Derivazione

La prima regolamentazione sulle acque e sulla disciplina del loro utilizzo è rinvenibile in uno degli allegati che componevano la legge 20 marzo 1865 n° 2248 "Per la unificazione amministrativa del Regno d'Italia", che richiamava una precedente legge del 1859, già adottata nel Regno di Sardegna.

Successivamente il quadro normativo di riferimento veniva definito in modo più organico attraverso il R.D. 14 agosto 1920, n°1285 contenente il "Regolamento per le derivazioni ed utilizzazioni di acque pubbliche" e il Testo Unico Acque ed Impianti Elettrici (ad oggi ancora la norma nazionale di riferimento per la realizzazione degli impianti idroelettrici), che tuttavia non prevedeva uno speciale procedimento autorizzativo per la costruzione di centrali idroelettriche (che era previsto fosse introdotto a seguito della Legge 9 gennaio 1991, n.9).

In occasione dell'istituzione dell'ENEL e della nazionalizzazione, tra le altre, dell'attività di produzione di energia elettrica venivano introdotte alcune modifiche al Testo Unico Acque ed Impianti Elettrici al fine di consentire all'ENEL di beneficiare, tra le altre cose, di concessioni di durata illimitata e senza cauzioni, e di subentrare nelle grandi derivazioni idroelettriche di terzi alla loro scadenza.

Il Testo Unico Acque ed Impianti Elettrici distingue tra concessioni di grande derivazione (potenza nominale media annua della forza motrice superiore a 3.000 kW) e concessioni di piccola derivazione (potenza nominale annua della forza motrice inferiore a 3.000 kW) (fino all'entrata in vigore della legge 7/1977 il limite tra grandi e piccole derivazioni era stabilito in 220 kW).

Le principali differenze tra le concessioni di grandi e di piccole dimensioni riguardano:

- a) la destinazione degli impianti al termine della concessione: alla scadenza della concessione per le piccole derivazioni è possibile il rinnovo, qualora non in contrasto con prevalenti motivi di interesse pubblico, mentre per le grandi derivazioni il Decreto Bersani prevede il passaggio o la devoluzione delle opere allo Stato e l'eventuale partecipazione a una nuova gara di assegnazione;
- b) il procedimento per il conseguimento della concessione: le concessioni di grande derivazione idroelettrica sono assegnate previo esperimento di una procedura di evidenza pubblica (art. 12 Decreto Bersani), mentre le concessioni di piccola derivazione idroelettrica sono assegnate sulla base dei criteri illustrati nel Testo Unico Acque ed Impianti Elettrici e secondo un procedimento che prevede che la

domanda di concessione sia pubblicata, al fine di consentire l'eventuale presentazione di osservazioni ed opposizioni scritte avverso la derivazione richiesta nonché la presentazione di domande concorrenti sulla medesima risorsa idrica (artt. 7 e ss. del Testo Unico Acque ed Impianti Elettrici, nonché normativa regionale applicabile).

Per quanto concerne la durata massima delle Concessione di Derivazione, il Testo Unico Acque ed Impianti Elettrici prevede che tutte le concessioni di derivazione sono temporanee e che la durata delle stesse non può eccedere i trenta anni.

Il Decreto Bersani ha stabilito, tuttavia, disposizioni specifiche con riferimento alle concessioni in capo a Enel; in particolare, si è stabilito che le concessioni aventi durata illimitata (come era previsto anteriormente per le concessioni di Enel, in forza della speciale normativa in materia di "nazionalizzazione" dell'attività elettrica) scadessero nel termine del trentesimo anno successivo alla data di entrata in vigore del predetto decreto (e cioè nel 2029), che le concessioni scadute o in scadenza entro il 31 dicembre, 2010 fossero prorogate al 31 dicembre 2010 (fatto salvo il rispetto di alcune formalità) e che le concessioni con scadenza successiva al 31 dicembre 2010, mantenessero i termini di scadenza stabiliti nell'atto di concessione.

Per le concessioni di piccola derivazione di pertinenza di Enel, la proroga della durata è stata invece disciplinata dall'art. 23, comma 8 del D.Lgs. 11-5-1999 n. 152 (poi abrogato dall'art. 175 del Codice dell'Ambiente), che ha previsto che, ove risultasse decorso il termine di trenta anni, tali concessioni erano da considerare prorogate per ulteriori trenta anni a far data dall'entrata in vigore Decreto Bersani, previa presentazione di apposita domanda da parte di Enel entro il 31 dicembre 2000.

Il Decreto Legge n. 78 del 31 maggio 2010, recante "Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica", successivamente convertito in legge, ha inoltre previsto (con disposizioni che trovano applicazione finché non vengano emanate norme diverse da parte delle singole Regioni, per quanto di loro competenza) all'art. 15, una proroga di 5 anni per quelle concessioni di grande derivazione oggetto di interventi di ammodernamento in conformità all'art. 1, comma 485 della Legge 23 dicembre 2005 (Finanziaria 2006) ed una ulteriore proroga di 7 anni per le concessioni di grande derivazione in vigore al 31.12.2010 conferite a società per azioni a composizione mista (pubblico-privata) partecipate dalle Province (minimo 30% – massimo 40% di partecipazione) e/o da società controllate dalle medesime Province relativamente alle concessioni ricadenti, tra l'altro, nelle province confinanti con Trento e Bolzano e con la Confederazione Elvetica.

Si è inoltre previsto che, qualora alla data di scadenza di una concessione non sia ancora concluso il procedimento per l'individuazione del nuovo concessionario, il concessionario uscente prosegua la gestione della derivazione, fino al subentro dell'aggiudicatario della gara, alle stesse condizioni stabilite dalle normative e dal disciplinare di concessione vigenti (nel caso in cui in tale periodo si rendano necessari interventi eccedenti l'ordinaria manutenzione, si applica il disposto di cui all'articolo 26 del testo unico di cui al regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775).

Infine, per quanto concerne l'entità dei canoni concessori, l'articolo 15 del citato Decreto Legge ha altresì introdotto un aumento del 30% circa dei canoni di concessione relativi ai Bacini Imbriferi Montani ed ai Comuni Rivaschi a partire dal 1° gennaio 2010.

La Concessione di Coltivazione

Lo sfruttamento delle risorse geotermiche richiede il rilascio di un permesso di ricerca (finalizzato a consentire il reperimento della risorsa geotermica) e di una Concessione di Coltivazione (finalizzata a consentire l'utilizzo della risorsa geotermica rinvenuta).

Il permesso di ricerca e la Concessione di Coltivazione sono ora rilasciati in conformità al D.lgs. 11 febbraio 2010, n. 22 recante “Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell’articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99” (“**D.lgs. 22/10**”).

Il permesso di ricerca è rilasciato agli operatori (pubblici e privati) in possesso di adeguata capacità tecnica ed economica. Nel caso in cui per la medesima area di ricerca concorrano più operatori economici, l’amministrazione dovrà preferire il richiedente che dimostri maggiori garanzie di corretta esecuzione del programma di ricerca.

La durata massima del permesso di ricerca è di 4 anni, prorogabile per non oltre un biennio.

Il titolare del permesso di ricerca che abbia individuato la risorsa geotermica da sfruttare deve, entro 6 mesi dal rinvenimento, avanzare domanda di Concessione di Coltivazione. Scaduto tale termine, la Concessione di Coltivazione può essere attribuita a chiunque ne faccia richiesta e sia in possesso dei necessari requisiti tecnici ed economici.

La durata massima della Concessione di Coltivazione è di 30 anni e può essere prorogata per periodi non superiori a 10 anni.

Si segnala infine che, con riferimento alle concessioni vigenti alla data di entrata in vigore del D.lgs. 22/10, si prevede che esse debbano essere confermate con provvedimento dell’amministrazione competente da emanarsi entro 180 giorni dall’11 marzo 2010 (data di entrata in vigore del predetto D.lgs.; tale termine è stato successivamente prorogato al 7 ottobre 2010) e la loro durata allineata ad una medesima data in base ad accordi tra regioni e concessionari, fatti salvi i diritti acquisiti, gli accordi già sottoscritti, gli investimenti programmati e la tutela del legittimo affidamento. Tuttavia, ai sensi dell’articolo 16, comma 10 del citato D.lgs., le scadenze delle concessioni di coltivazione riferite ad impianti per la produzione di energia elettrica sono allineate al 2024.

L’Autorizzazione Integrata Ambientale e l’Autorizzazione alle Emissioni in Atmosfera

L’AIA, rilasciata ai sensi del D.lgs. 18 febbraio 2005, n. 59 (“**D.lgs. 59/05**”), sostituisce ad ogni effetto ogni altra autorizzazione, visto, nulla osta o parere in materia ambientale, ivi incluse, tra le altre, l’autorizzazione allo scarico e l’autorizzazione alla realizzazione e modifica di impianti di smaltimento o recupero dei rifiuti, l’autorizzazione all’esercizio delle operazioni di smaltimento o recupero dei rifiuti, l’autorizzazione allo smaltimento degli apparecchi contenenti PCB-PCT, l’autorizzazione alla raccolta ed eliminazione oli usati, l’autorizzazione all’utilizzo dei fanghi derivanti dal processo di depurazione in agricoltura.

L’Autorizzazione per la costruzione ed esercizio di linee elettriche

La costruzione e l’esercizio di linee ed impianti elettrici sono disciplinati dal Testo Unico Acque ed Impianti Elettrici; occorre tuttavia anche considerare il nulla osta rilasciato ai sensi del D.lgs. 259/2003 (“**Codice delle Comunicazioni**”) da parte del Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento Comunicazioni.

La Verifica di compatibilità ambientale degli impianti

La VIA individua, descrive e valuta gli effetti diretti ed indiretti di un progetto sull’uomo, sull’ambiente, sul paesaggio circostante ed, inoltre, valuta le condizioni per la realizzazione e l’esercizio delle opere e degli impianti stessi.

La disciplina del procedimento per l’ottenimento della VIA è (oggi) contenuta nel D.lgs. 152/2006 (“**Codice dell’Ambiente**”), che deve tuttavia essere coordinato con le omologhe norme di rango regionale.

In particolare, tra gli altri, sono sottoposti a VIA statale o regionale:

- a) gli impianti eolici ubicati sulla terraferma, la cui realizzazione è subordinata a procedimento nel quale è prevista la partecipazione obbligatoria del rappresentante del Ministero per i beni e le attività culturali;
- b) gli impianti eolici ubicati in mare;
- c) le installazioni relative a centrali per la produzione dell'energia idroelettrica con potenza di concessione superiore a 30 MW;
- d) gli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 100 kV con tracciato di lunghezza superiore a 10 km; gli elettrodotti aerei con tensione nominale di esercizio superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km e gli elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 km;
- e) l'attività di coltivazione sulla terraferma delle risorse geotermiche;
- f) gli impianti di smaltimenti e recupero di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 100 t/giorno mediante operazioni di incenerimento.

Inoltre, sempre ai sensi del Codice dell'Ambiente, sono sottoposti a VIA – se ricadenti, anche parzialmente in aree protette – ovvero a procedura di verifica (*screening*) finalizzata a valutare se le caratteristiche del progetto richiedono lo svolgimento della procedura di VIA:

- i) gli impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW;
- ii) gli impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento con potenza complessiva superiore a 1 MW;
- iii) gli impianti per la produzione di energia idroelettrica con potenza installata superiore a 100 kW.

La seguente tabella illustra i titoli amministrativi necessari in relazione alle fonte rinnovabile utilizzata dall'impianto di produzione, in base alla normativa vigente.

	Tipologia di impianto				
	Idroelettrico	Geotermico	Eolico	Solare	Biomasse
Autorizzazione Unica	sì	sì	sì	sì	sì
Autorizzazione Integrata Ambientale	-	-	-	-	Sì
Concessione di Coltivazione	-	sì	-	-	-
Concessione di derivazione	sì	-	-	-	-
Valutazione Impatto Ambientale	Sì, per impianti con potenza di Concessione di Derivazione superiore a 30 MW	Sì, per l'attività di coltivazione sulla terraferma	Sì, nel caso di impianti (i) ubicati in mare, (ii) ubicati sulla terraferma ed autorizzati con procedimento nel quale è prevista la partecipazione obbligatoria del rappresentante del Ministero per i beni e le attività culturali	Sì, nel caso di impianti aventi potenza complessiva superiore ad 1 MW ove l'impianto ricada, anche parzialmente, all'interno di un'area naturale protetta	Sì, nel caso di impianto di smaltimento di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 100 t/giorno
Autorizzazione Linee Elettriche	sì	sì	sì	sì	sì
IAFR	sì	sì	sì	-	sì

Incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Il sistema normativo di incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (da ultimo modificato ed integrato con il Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2008 e, per quanto riguarda il sistema di incentivazione degli impianti fotovoltaici, dal Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 6 agosto 2010) si incentra su diversi meccanismi che trovano applicazione diversificata in relazione (i) alla data di entrata in esercizio dell'impianto, (ii) alla tipologia di fonte rinnovabile utilizzata e (iii) alla potenza dell'impianto.

Tali incentivi possono essere identificati con:

- la delibera del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6 del 29 aprile 1992 (“**CIP 6**”);
- i certificati verdi (“**Certificati Verdi**”) introdotti dal Decreto Bersani;
- i certificati bianchi (“**Certificati Bianchi**”) introdotti con i DD.MM. del 20 luglio 2004;
- il ritiro dedicato (“**Ritiro Dedicato**”) disciplinato specificamente dalla Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (“**AEEG**”) n. 280/07 (“**Delibera 280/07**”);
- lo scambio sul posto (“**Scambio sul Posto**”) disciplinato dall'Allegato A “Testo integrato sullo scambio sul posto” alla Deliberazione dell'AEEG n. 74/08;
- della tariffa omnicomprensiva (“**Tariffa Omnicomprensiva**”) introdotta dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (“**Finanziaria 2008**”).

Per quanto concerne i soli impianti solari, occorre invece fare riferimento al sistema di incentivazione costituito dal c.d. conto energia (“**Conto Energia**”).

L'incentivazione in conto energia per gli impianti solari fotovoltaici è disciplinata dal D.M. 19 Febbraio 2007 (che sostituisce, a partire dal 2007, i precedenti decreti D.M. 28/07/05 ed il D.M. 06/02/06), mentre

l'incentivazione in conto energia per gli impianti solari termodinamici è disciplinata dal D.M. 11 Aprile 2008.

Peraltro, il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, prevede che gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili beneficino di priorità nel servizio di dispacciamento.

In particolare, la Delibera AEEG 111/06 prevede la possibilità per Terna di ricorrere ad azioni di modulazione della produzione di energia da fonti rinnovabili unicamente per esigenze di mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Con successivo provvedimento n. 330/07, l'AEEG ha definito, per l'energia elettrica prodotta da fonte eolica, una disciplina specifica riguardante le azioni di modulazione attuate da Terna, nonché un regime di remunerazione della mancata produzione di energia elettrica per effetto di dette modulazioni. Le modalità ed i criteri di quantificazione della remunerazione per la mancata produzione di energia da fonte eolica sono stati successivamente ridefiniti con la delibera dell'AEEG n. 5/2010: in base a tale delibera, l'entità della remunerazione è definita in rapporto alla quantità di energia elettrica che – sulla base di stime operate dal GSE che tengono conto, tra l'altro, dei dati effettivi di vento misurati in sito – non è stata prodotta per effetto della modulazione in riduzione imposta da Terna. Inoltre, nella formula per il calcolo della remunerazione dovuta per la mancata produzione di energia elettrica, la Delibera AEEG n. 5/2010 ha introdotto un indice di affidabilità, assegnato da Terna all'utente dei servizi di dispacciamento e che riflette l'affidabilità di ciascun utente nel rispettare gli ordini di modulazione impartiti da Terna⁴⁶.

Il Provvedimento CIP 6

Fino all'entrata in vigore del Decreto Bersani, che ha definito un nuovo meccanismo di incentivazione, il supporto alle energie rinnovabili si è basato sul sistema di incentivazione tariffaria meglio noto come CIP 6, attualmente ancora in vigore per alcuni dei vecchi impianti in esercizio e consistente in un incentivo diretto ai produttori di energie rinnovabili e assimilate che, avvalendosi di una apposita convenzione, cedevano all'ENEL l'energia prodotta (in eccedenza) ad un prezzo fisso superiore a quello di mercato. L'ENEL da parte sua recuperava la differenza di prezzo attraverso un'apposita voce di costo nella bolletta degli utenti.

In particolare il CIP 6/92 fissava i prezzi di cessione all'ENEL dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, seguendo i due criteri stabiliti dalla legge n. 9/91: da un lato, quello dei “costi evitati” (per cui il ritiro dell'energia elettrica non doveva comportare per l'ENEL costi superiori a quelli che essa avrebbe sostenuto se avesse prodotto direttamente lo stesso ammontare di energia); dall'altro lato, il criterio dei “prezzi incentivanti”, differenziati per tipologia di impianto, che dovevano essere assicurati alla “nuova energia” prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate, per un rapido recupero del capitale investito; questi ultimi da corrispondersi per otto anni (tempo di avviamento dell'impianto).

⁴⁶ Al fine di coniugare la priorità nel dispacciamento dell'energia da fonti rinnovabili con le esigenze di sicurezza del sistema elettrico nazionale, la Delibera AEEG 330/2007 ha previsto l'installazione e l'esercizio di componenti dedicati alla misura e al controllo della produzione di energia elettrica prodotta da impianti da fonte eolica; con riferimento a tale tipologia di impianti, l'Appendice 17 al Codice di Rete ha definito altresì alcune caratteristiche funzionali dei sistemi di protezione, regolazione e controllo, che gli impianti eolici entrati in esercizio a seguito del 25 luglio 2008 (o per i quali, in tale data, non era stata ancora accettata la STMD di cui alla delibera 281/05), debbono soddisfare. Peraltro, al fine di promuoverne l'adeguamento su base volontaria alle caratteristiche funzionali previste dall'Allegato 17 del Codice di Rete, anche degli impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica già entrati in esercizio alla data del 25 luglio 2008 (o per i quali, in tale data, è stata già accettata la STMD di cui alla delibera 281/05), la Delibera AEEG n. 5/2010 prevede, in presenza di tali adeguamenti, l'applicazione di coefficienti più favorevoli ai fini della determinazione dell'entità della remunerazione dovuta per l'energia non prodotta per effetto degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, nonché forme di remunerazione, tramite procedure concorsuali, dei costi sostenuti per l'adeguamento.

Dal punto di vista delle fonti di energia, il provvedimento CIP n. 6/92 considerava le seguenti tre classi di impianti:

- impianti alimentati da fonti rinnovabili: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali;
- impianti alimentati da fonti assimilate a quelle rinnovabili, come, ad esempio, gli impianti che fanno riferimento alla cogenerazione, ossia produzione combinata di energia elettrica e di calore; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti; quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi, nonché quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati;
- impianti alimentati da fonti convenzionali: quelli che utilizzano combustibili fossili commerciali ed altri impianti non rientranti nelle lettere precedenti.

Con l'entrata in vigore del Decreto Bersani, in base a quanto ivi disposto dall'art.3, comma 12, è stata disposta la cessione, da parte dell'ENEL al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (oggi GSE), dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali. Il GSE è dunque subentrato nei rapporti contrattuali in essere tra ENEL ed altri operatori nazionali.

La durata dei benefici veniva fissata (normalmente) in 15 anni, ma la "componente di incentivazione" veniva garantita per un massimo di 8 anni.

Il sistema di incentivazione CIP 6 ha trovato applicazione per gli impianti entrati in esercizio dopo il 1° gennaio 1991.

Tuttavia, con la Legge 99/09 e con il successivo decreto attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, sono state definite le modalità per risolvere anticipatamente le convenzioni stipulate per gli impianti alimentati dalle fonti "assimilate".

Le incentivazioni CIP 6 attribuite agli impianti del Gruppo scadono a giugno del 2010.

I Certificati Verdi

Al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, il Decreto Bersani ha imposto, a decorrere dall'anno 2001, ai soggetti che importano o producono più di 100 GWh da fonti convenzionali, su base annua di immettere nella rete nell'anno successivo energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva al 1° aprile 1999, in misura non inferiore al 2% (quota successivamente incrementata di 0,35 punti percentuali su base annua, per il periodo dal 2004 al 2006, e di 0,75 punti percentuali su base annua per il periodo dal 2007 al 2012; attualmente tale quota è pari al 6.05%) della quota di energia prodotta da fonte convenzionale eccedente i 100 GWh (al netto della cogenerazione, degli autoconsumi e delle esportazioni), ovvero di acquistare la corrispondente energia, in tutto o in parte, da altri produttori o dal Gestore della Rete, purché tale energia sia immessa nel sistema elettrico nazionale⁴⁷.

⁴⁷ A tale riguardo, si precisa che, per effetto della L. 99/09 (art. 27, c. 18 e c.19, quest'ultimo come modificato dall'art.7, c. 2-bis, del D.L. 25 settembre 2009 n. 135 convertito in legge con L. 20 novembre 2009, n. 166) tale obbligo era stato trasferito, a decorrere dall'anno 2012, in capo ai soggetti titolari di contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo ovvero ai venditori. Tuttavia, tale ultima disposizione è stata abrogata con l'art. 2, comma 3 del d.l. n. 72 del 20 maggio 2010, recante "Misure urgenti per il differimento di termini in materia ambientale e di autotrasporto, nonché per l'assegnazione di quote di emissione di CO2", successivamente convertito nella Legge n. 111 del 19 luglio 2010.

L'obbligo di immissione sopra illustrato può essere assolto mediante la produzione in proprio del quantitativo minimo di energia rinnovabile prevista ovvero mediante l'acquisto, totale o parziale, dell'equivalente quota da immettere o dei relativi diritti da altri produttori, cioè i cd. Certificati Verdi.

I Certificati Verdi, di valore unitario pari ad 1 MWh, sono titoli annuali che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate e che vengono emessi dal GSE (per una durata di anni variabile, a seconda della data di entrata in esercizio dell'impianto e della fonte rinnovabile utilizzata: 15 anni, per gli impianti entrati in funzione dopo il 31 dicembre 2007, 12 anni per quelli entrati in funzione prima del 31 dicembre 2007) a favore dei produttori di energia da fonti rinnovabili i cui impianti abbiano conseguito da parte dello stesso GSE la qualifica IAFR e secondo coefficienti diversi correlati alla diversa tipologia di fonte rinnovabile considerata (coefficienti che possono essere aggiornati ogni tre anni).

L'emissione dei Certificati Verdi può avvenire (i) a preventivo, in base alla produttività attesa nell'anno in corso ovvero nell'anno successivo, ovvero (ii) a consuntivo, in base all'energia effettivamente prodotta nell'anno precedente.

Nel mercato dei Certificati Verdi l'offerta è essenzialmente rappresentata (i) dai titoli emessi dal GSE a proprio favore a fronte della produzione di energia realizzata da impianti che beneficiano del regime incentivante antecedente a quello dei Certificati Verdi (CIP 6) e (ii) dai titoli rilasciati dal GSE a favore dei produttori titolari di impianti con qualifica IAFR, mentre la domanda è essenzialmente costituita dal fabbisogno dei produttori di energia da fonte non rinnovabile in conseguenza degli obblighi previsti a loro carico dal Decreto Bersani. Il conseguimento di Certificati Verdi, stante la loro negoziabilità come titoli al portatore, consente quindi ai titolari degli stessi di conseguire un beneficio economico derivante dalla possibilità di cedere gli stessi indipendentemente dall'energia elettrica agli stessi associata.

La cessione dei certificati verdi può avvenire sul libero mercato (tramite accordi tra venditore e compratore, con obbligo di registrazione delle quantità e dei prezzi di scambio) ovvero sul Mercato dei Certificati Verdi la cui gestione è affidata al Gestore dei Mercati Energetici ("GME").

Il meccanismo di determinazione del valore dei Certificati Verdi è influenzato dal prezzo di offerta dei Certificati Verdi emessi dal GSE a proprio favore e dal prezzo di ritiro da parte del GSE dei Certificati Verdi in scadenza. In particolare:

- a) a partire dal 2008, i Certificati Verdi emessi dal GSE a proprio favore, sono collocati sul mercato ad un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento – fissato in sede di prima applicazione in 180 euro per MW/h (valore che può essere aggiornato ogni tre anni) – e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'AEEG registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa AEEG entro il 31 gennaio di ogni anno;
- b) fatto salvo quanto illustrato al punto c), a partire dal 2008 e fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo della copertura del 25% del consumo interno di energia elettrica con fonti rinnovabili e dei successivi aggiornamenti derivanti dalla normativa dell'Unione Europea, il GSE, su richiesta del produttore, ritira i Certificati Verdi in scadenza nell'anno, ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere all'obbligo della c.d. quota minima, ad un prezzo pari al prezzo medio riconosciuto ai Certificati Verdi registrati nell'anno precedente dal GME e trasmesso al GSE entro il 31 gennaio di ogni anno;
- c) al fine di garantire una graduale transizione dal vecchio ai nuovi meccanismi di incentivazione, nel triennio 2009-2011, entro il mese di giugno, il GSE ritira, su richiesta dei detentori da inoltrarsi al GSE entro il 31 marzo di ogni anno di detto triennio, i Certificati Verdi per le produzioni, riferite agli anni fino

a tutto il 2010, ad un prezzo pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

Il decreto legge n. 78 del 31 maggio 2010, recante “*Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica*”, successivamente convertito in legge, prevede all'art. 45 che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi in scadenza sia inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010 e che l'80% di tale riduzione dovrà derivare dal contenimento della quantità di certificati verdi in eccesso. L'attuazione di tale disposizione è rimandata a un successivo decreto da emanarsi entro il 31 dicembre 2010.

I Certificati Bianchi

Il D.M. 20 luglio 2004 “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79” (c.d. “decreto elettrico”) ed il D.M. 20 luglio 2004 “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164” (c.d. “decreto gas”), come poi integrati e aggiornati dal D.M. 21 dicembre 2007 “Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili”, hanno imposto a carico dei grandi distributori di energia elettrica e gas (distributori di energia elettrica e di gas naturale che hanno più di 50.000 clienti allacciati alla propria rete) specifici obblighi volti a consentire il raggiungimento di determinate soglie di risparmio energetico attualmente definite sino al 2012. Il conseguimento di detti obiettivi di risparmio energetico è stato incentivato attraverso l'introduzione del sistema dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica), attivo dal 1 gennaio 2005.

Ciascun Certificato Bianco attesta una riduzione del consumo di energia pari ad una tonnellata equivalente di petrolio (“tep”), ed è emesso dal GME a seguito della certificazione da parte dell'AEEG, del risparmio conseguito dai singoli distributori. Oltre ai grandi distributori di energia elettrica (c.d. soggetti obbligati) possono beneficiare dei Certificati Bianchi, su base volontaria, anche (i) le società controllate dai distributori di energia elettrica e gas naturale, (ii) i distributori di energia elettrica e gas naturale con meno di 50.000 clienti, (iii) i grandi utenti industriali e del terziario che sono obbligati, ai sensi della Legge 10/1991, alla nomina di un “responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia” (c.d. Energy Manager), nonché (iv) le società operanti nel settore dei servizi energetici (c.d. E.S.Co. – Energy Services Companies) che abbiano attuato progetti di risparmio energetico a favore dei clienti finali.

A seguito della delibera EEN 1/09 dell'AEEG, i Certificati Bianchi si distinguono in quattro tipologie, a seconda degli interventi di efficienza energetica che vengono realizzati:

- a) Titoli di Tipo I, che certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica;
- b) Titoli di Tipo II, che certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di gas naturali;
- c) Titoli di Tipo III, che certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di altri combustibili fossili;
- d) Titoli di Tipo IV, che certificano il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di altri combustibili fossili utilizzati per l'autotrazione.

I Certificati Bianchi possono essere oggetto di acquisto e vendita, tramite contratti bilaterali o in un apposito mercato organizzato dal GME.

Nel primo caso i prezzi e le quantità di titoli scambiati devono essere comunicati al GME. Il quinto giorno di ogni mese il Gestore pubblica in forma aggregata le quantità, il prezzo minimo, il prezzo massimo e il prezzo medio ponderato per ciascuna tipologia di titolo scambiata attraverso i contratti bilaterali registrati nel mese precedente. Nel secondo caso il GME organizza sessioni di compravendita con cadenza settimanale.

Il mercato dei Certificati Bianchi consente:

- a) l'acquisto di titoli da parte dei distributori che ottengono dei risparmi inferiori al loro obiettivo annuo e che, pertanto, devono acquistare sul mercato i titoli mancanti per ottemperare all'obbligo;
- b) la vendita di titoli da parte dei distributori che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e che possono realizzare dei profitti vendendo sul mercato i titoli in eccesso;
- c) la vendita di titoli ottenuti da progetti autonomi da parte dei soggetti non obbligati che, non dovendo ottemperare ad alcun obbligo, hanno la possibilità di realizzare dei profitti sul mercato.

I Certificati Bianchi hanno validità sino al 31 dicembre 2013.

A parziale copertura dei costi sostenuti per la realizzazione degli interventi di efficienza energetica (o per l'acquisto dei Certificati Bianchi), l'AEEG riconosce ai distributori obbligati un contributo fisso in denaro, determinato annualmente dall'Autorità medesima secondo criteri che tengono conto dell'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica, del gas e del gasolio utilizzato per il riscaldamento. Con Delibera EEN 21/09, l'AEEG ha riconosciuto il contributo tariffario per il 2010 in 92,22 Euro per ogni tep risparmiata. Il contributo non viene corrisposto per i Titoli di tipo IV.

Il ritiro dedicato e lo scambio sul posto

Il Ritiro Dedicato rappresenta una modalità semplificata di vendita dell'energia elettrica immessa in rete al GSE, che provvede a ritirare commercialmente l'energia elettrica dai produttori, rivendendo la stessa sul mercato elettrico e riconoscendo al produttore il prezzo zonale orario. Il vantaggio per il produttore di energia risiede nella notevole semplificazione dell'*iter* per la cessione dell'energia elettrica.

Il Ritiro Dedicato è ammesso soltanto con riferimento a talune tipologie di impianti (di qualsiasi potenza se da fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, ed idraulica ma in quest'ultimo caso nei limiti degli impianti ad acqua fluente; di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA se alimentati da fonti rinnovabili fatto salvo quanto sopra indicato) si può sommare ai Certificati Verdi e al c.d. conto energia per il fotovoltaico. È invece incompatibile con la Tariffa Onnicomprensiva e con lo Scambio sul Posto.

Lo Scambio sul Posto costituisce un meccanismo alternativo di vendita dell'energia, che consente all'utente che abbia la titolarità o la disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica, la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete ed il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione (cosiddetto *net metering*). L'energia elettrica prodotta può essere remunerata a condizioni economiche di mercato per la parte immessa in rete e nei limiti del valore eccedente il costo sostenuto per il consumo dell'energia (art. 6 del Dlgs 387/03 come modificato dalla Legge 99/09).

Lo Scambio sul Posto è ammesso soltanto con riferimento a talune tipologie di impianti (alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW a seconda della data di entrata in esercizio degli stessi) ed è un meccanismo non compatibile con il Ritiro Dedicato e con la Tariffa Onnicomprensiva. Esso risulta invece compatibile con il c.d. Conto Energia per il fotovoltaico e con i Certificati Verdi.

La Tariffa Omnicomprensiva

La Tariffa Omnicomprensiva è una forma di incentivazione dell'energia prodotta da fonte rinnovabile, erogabile (con riferimento ad alcune tipologie di impianti e con una potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW) per un periodo di 15 anni ed in alternativa al meccanismo dei Certificati Verdi, consistente in un incremento della remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete pari a valori differenziati per tipologia di impianto, attualmente determinata secondo i valori indicati nella tabella 3 allegata alla Finanziaria 2008.

Il Conto Energia per gli impianti fotovoltaici

Con riferimento agli impianti fotovoltaici, lo strumento di incentivazione è costituito dal Conto Energia, ora disciplinato dal D.M. 19 febbraio 2007 (che sostituisce, a partire dal 2007, i precedenti decreti D.M. 28/07/05 ed il D.M. 06/02/06) per quanto riguarda gli impianti entrati in esercizio tra il 1° gennaio 2009 ed il 31 dicembre 2010, che prevede un'incentivazione tariffaria dell'energia prodotta, differenziata in relazione alle caratteristiche degli impianti stessi (integrato, parzialmente integrato, non integrato) ed alla potenza nominale (tra 1 e 3 kW; tra 3 e 20 kW; superiore a 20 kW).

L'erogazione avviene da parte del GSE per una durata massima di 20 anni.

Con successivi decreti, da emanarsi con cadenza biennale a decorrere dal 2009, sono ridefinite le tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio negli anni successivi al 2010. In attuazione di tale previsione, la Conferenza Unificata ha approvato in data 8 luglio 2010 il "nuovo conto energia", adottato successivamente con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 6 agosto 2010 che stabilisce i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie innovative per la conversione fotovoltaici a partire dal 2011. Il nuovo conto energia si applica agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2010 e fissa un obiettivo nazionale di potenza cumulata da installare al 2020 pari a 8 GW, prevedendo un tetto di potenza incentivabile pari a 3 GW per gli impianti solari fotovoltaici, 300 MW per impianti integrati con caratteristiche innovative e 200 MW per gli impianti a concentrazione.

Tuttavia, ai sensi della Legge 129/2010, di conversione del D.L. 105/2010, le tariffe incentivanti previste dal Conto Energia disciplinato dal D.M. 19 febbraio 2007, continuano ad applicarsi agli impianti fotovoltaici entrati in esercizio anche a seguito del 31 dicembre 2010, a condizione che (i) entro il 31 dicembre 2010 sia conclusa l'installazione dell'impianto fotovoltaico e sia comunicata alle autorità competenti la fine lavori (inclusiva della dichiarazione di asseverazione, redatta da tecnico abilitato, di effettiva conclusione dei lavori e di esecuzione degli stessi nel rispetto delle pertinenti normative) e (ii) che gli stessi impianti entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Il Conto energia per gli impianti solari termodinamici

L'incentivazione degli impianti solari termodinamici è stata introdotta in Italia con il decreto ministeriale dell'11 Aprile 2008 "*Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici*".

Il meccanismo remunera con tariffe incentivanti esclusivamente l'energia elettrica imputabile alla fonte solare prodotta da un impianto anche ibrido per un periodo di 25 anni. In particolare il decreto prevede:

- la richiesta di connessione a valle dell'entrata in esercizio dell'impianto;
- un limite massimo di potenza incentivabile, ivi inclusa la parte solare per gli impianti ibridi, pari a 1.500.000 m² di superficie captante;

- tariffe differenziate in base alla frazione d'integrazione della produzione non attribuibile alla fonte solare.

La seguente tabella illustra le forme di incentivazione cui possono accedere le diverse tipologie di impianti, a seconda della fonte rinnovabile da essi utilizzata, della data di entrata in esercizio e della potenza da essi espressa.

Tecnologie e fonti rinnovabili	Incentivi e agevolazioni				
	SSP	RD	TFO	CV	CE
Solare fotovoltaico fino a 200 kW	Si	Si	-	-	Si
Solare fotovoltaico oltre i 200 kW	-	Si	-	-	Si
Elettricità da biomasse fino a 200 kW	Si	Si	Si	Si	-
Elettricità da biomasse oltre i 200 kW	-	Si	Fino ad 1 MW	Si	-
Cogenerazione da biomasse fino a 200 kW	Si	Si	Si	Si	-
Cogenerazione da biomasse oltre i 200 kW	-	Si	Fino ad 1 MW	Si	-
Micro/mini eolico fino a 200 kW	Si	Si	Si	Si	-
Eolico oltre i 200 kW	-	Si	-	Si	-
Eolico offshore	-	Si	-	Si	-
Micro/mini idroelettrico fino a 200 kW	Si	Si	Si	Si	-
Micro/mini idroelettrico oltre i 200 kW	-	Si	Fino ad 1 MW	Si	-
Geotermia fino a 200 kW	Si	Si	Si	Si	-
Geotermia oltre i 200 kW	-	Si	Fino ad 1 MW	Si	-
Mareomotrice e dal moto ondoso fino a 200 kW	Si	Si	Si	Si	-
Mareomotrice e dal moto ondoso oltre i 200 kW	-	Si	Fino ad 1 MW	Si	-
Solare termodinamico	-	-	-	-	Si

6.1.7.2 Spagna

Nell'ordinamento spagnolo la regolamentazione della produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile, nonché degli incentivi ad essa correlati è prevista (i) dalla Legge n. 54 del 27 novembre 1997 (la “**Legge del Settore Elettrico**”), che definisce le norme fondamentali della regolazione del settore elettrico e della produzione di energia da fonti rinnovabili, (ii) dal Regio Decreto n. 661 del 25 maggio 2007 e (iii) dal Regio Decreto Legge n. 6 del 30 aprile 2009. La disciplina della remunerazione della produzione di elettricità da fonte fotovoltaica è invece contenuta nel Regio Decreto n. 1578 del 26 settembre 2008.

I titoli amministrativi per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna.

Il procedimento generale di autorizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Regimén Especial) è definito dalla Legge del Settore Elettrico e dal Regio Decreto 1955/2000, che regolano le attività di trasporto, distribuzione, vendita e fornitura dell'energia elettrica e il procedimento per l'autorizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica.

La competenza amministrativa per il rilascio delle autorizzazioni è stata trasferita alle regioni (Comunidades Autonomas, tranne nel caso di impianti *off-shore* o con più di 50 MW di capacità installata), che adottano regolamenti e leggi proprie. In alcuni casi la normativa locale prevede modifiche rispetto alla legislazione nazionale.

Le fasi fondamentali del processo autorizzativo sono le seguenti:

(a) prima dell'inizio delle opere di costruzione:

- Autorizzazione Amministrativa (*Autorización Administrativa*);

- Dichiarazione di Impatto Ambientale (*Declaración de Impacto Ambiental*), rilasciata al termine del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale dall'organismo preposto con competenza ambientale. Nell'ambito di tale procedimento si identificano, prevengono e interpretano gli impatti ambientali che il progetto in fase di studio produrrà sull'ambiente circostante nel caso in cui venga realizzato;
- Approvazione del progetto (*aprobación del proyecto de ejecución*);
- Dichiarazione di utilità pubblica (*declaración en concreto de utilidad pública*), necessaria per iniziare il processo di espropriazione dei terreni (nei casi in cui non sia stato possibile raggiungere accordi con i proprietari dei terreni interessati).

È possibile richiedere le autorizzazioni/approvazioni sopra elencate in modo congiunto, al fine di evitare la duplicazione di atti e processi amministrativi.

Dal punto di vista urbanistico si richiede inoltre l'ottenimento dell'Autorizzazione Urbanistica nell'ipotesi in cui l'impianto si ubichi su terreno agricolo. L'ottenimento di tale autorizzazione è propedeutico all'ottenimento della successiva concessione della licenza edilizia (*licencia de obras*).

(b) A seguito dell'esecuzione delle opere di costruzione:

- Atti di messa in opera dell'impianto;
- Licenze municipali di apertura o messa in funzione.

Inoltre, per gli impianti idrici, a Biomassa e Solare Termodinamico (CSP), in aggiunta alle autorizzazioni già indicate, è necessario ottenere i permessi per la derivazione (*Concesión Administrativa*), e, ove necessario, per lo scarico delle acque (*captación y vertido de aguas*), che vengono rilasciate dalla Confederación Hidrográfica competente.

Concessione Amministrativa (*Concesión Administrativa*)

In base alla normativa vigente, il diritto di uso privato del *dominio público hidráulico* per la produzione di energia elettrica attraverso centrali mini-idro, si acquisisce mediante la *Concesión Administrativa*, che non trasmette la proprietà ma riconosce il diritto all'uso della risorsa.

La *Concesión Administrativa* determina una relazione permanente tra l'Amministrazione pubblica e il Concessionario, regolata dai requisiti contenuti nel *condicionado de la concesión*.

Le Concessioni vanno esercitate nel rispetto dell'ordine di priorità stabilito nel *Plan Hidrológico del Bacino* corrispondente. L'utilizzo delle risorse idriche per fornitura di acqua alla popolazione e per l'uso agricolo hanno solitamente priorità sull'uso industriale della risorsa per la produzione di energia elettrica.

Incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Il sistema degli incentivi vigente nell'ordinamento spagnolo prevede che i produttori di energia da fonti rinnovabili (regime speciale) possano scegliere tra uno dei meccanismi di *feed-in tariff* (sistema di incentivazione a tariffa regolata) di seguito elencati:

- ***feed-in tariff* onnicomprensiva**, che include il prezzo dell'energia, determinata dal ministero dell'Industria su proposta della CNE (*Comision Nacional de Energia*), specifica per le singole tecnologie e indicizzata all'inflazione. Gli impianti fotovoltaici sono obbligati a optare per questo regime di *feed-in* onnicomprensiva.

- **feed-in tariff a premio**, che consiste in un incentivo aggiuntivo rispetto al prezzo dell'energia, anch'esso indicizzato all'inflazione. La legge prevede un limite minimo e massimo per la somma delle due componenti (prezzo dell'energia e premio), al fine di garantire una remunerazione minima ai produttori da fonti rinnovabili indipendentemente dall'evoluzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica; allo stesso modo, esso evita di riconoscere extra-remunerazioni e pertanto consente di limitare l'onere che grava sul sistema nel suo complesso. Gli impianti di produzione eolici *off-shore* sono obbligati a optare per questo regime di *feed-in a premio*.

L'aggiornamento degli incentivi e tariffe destinati alle energie rinnovabili è stato effettuato, con riferimento al 2010, attraverso l'Ordine I 2010-ITC/3519/2009 del 28 dicembre 2009, con il quale sono state riviste le condizioni di accesso in vigore dal 1° gennaio 2010, le *feed in tariff* e gli incentivi per gli impianti in "Regimen Especial".

La durata dell'incentivo corrisposto agli impianti del regime speciale differisce a seconda della tecnologia produttiva e della tipologia di incentivo scelta dal produttore e del momento in cui l'impianto sia entrato in funzione. In particolare, se il produttore ha optato per una *feed-in tariff* onnicomprensiva, l'incentivo viene corrisposto per tutta la vita dell'impianto, sebbene la tariffa si riduca sensibilmente dopo i primi 20 anni per la produzione eolica, dopo i primi 25 anni per la produzione idroelettrica, fotovoltaica e termodinamica e dopo i primi 15 anni per la produzione da biomasse. Nell'ipotesi di impianti fotovoltaici rientranti nel Regio Decreto 1578/2008 (impianti entrati in funzione dopo il 29 settembre 2008) la tariffa sarà mantenuta per la durata massima di 25 anni. Se il produttore ha optato per una *feed-in a premio*, la durata dell'incentivo varia a seconda della fonte utilizzata: 15 anni nel caso di biomassa e biogas, 20 anni nel caso di impianti eolici e tutta la vita dell'impianto in caso di impianti geotermici, idroelettrici e termodinamici (per le ultime tre fonti è stato definito un incentivo per tutta la vita, ma viene modificato a partire da un determinato anno).

Gli impianti in esercizio anteriormente al 1° gennaio 2008, rientranti nella categoria b), "energie rinnovabili e biomasse" di cui all'art. 2 del Regio Decreto 436/2004, successivamente modificato dal Regio Decreto 661/2007, in conformità al disposto della Prima Disposizione Transitoria del Regio Decreto 661/2007 hanno potuto optare per una delle opzioni di vendita dell'energia contemplate nell'articolo 22.1 del Regio Decreto 436/2004, ossia:

- a. cedere l'energia elettrica prodotta all'impresa di distribuzione dell'energia elettrica. In tale ipotesi, il prezzo di vendita dell'energia elettrica è espresso in forma di tariffa prefissata unica per tutti i periodi di programmazione (per tutta la vita utile dell'impianto);
- b. vendere l'energia liberamente sul mercato attraverso il sistema di offerta gestito dall'operatore o attraverso il sistema di contrattazione bilaterale o a termine o mediante una combinazione di tutti i modi descritti. In tale ipotesi, il prezzo di vendita dell'energia sarà il prezzo che risulta nel mercato organizzato o il prezzo liberamente negoziato dal titolare o dal rappresentante dell'impianto, aumentato di un incentivo e di un ulteriore premio (fino al 31 dicembre 2012).

Per coloro che abbiano optato per l'opzione di cui alla lettera a. che precede non sono applicabili le tariffe stabilite dal Regio Decreto 661/2007, mentre per coloro che abbiano optato per l'opzione di cui alla lettera b. che precede gli incentivi e i premi del Regio Decreto 436/2004 si applicheranno in luogo di quelli previsti dal Regio Decreto 661/2007 fino al 31 dicembre 2012.

Il Regio Decreto n. 661/2007 prevede che nel 2010 si proceda ad una revisione del livello degli incentivi definiti dallo stesso (*feed in tariff*, premi, loro limiti inferiori e superiori), sempre a condizione che sia garantito un ragionevole tasso di rendimento.

Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 istituisce un nuovo registro amministrativo finalizzato alla registrazione delle installazioni di produzione di energia da fonti rinnovabili (con l'eccezione degli impianti fotovoltaici). In base a quanto disposto dal Regio Decreto Legge n. 6/2009:

- Al fine di ricevere la remunerazione prevista dal Regio Decreto n. 661/2007, gli impianti dovranno iscriversi in detto registro, il quale rimarrà aperto fino al raggiungimento del 100% degli obiettivi di potenza installata definiti dal Piano Nazionale per le Fonti Rinnovabili 2005-2010⁴⁸.
- le installazioni saranno iscritte in base alla data di presentazione della domanda, fino al raggiungimento dell'obiettivo di potenza previsto per ciascuna tecnologia;
- quando la potenza iscritta supererà l'obiettivo, si estinguerà il regime di remunerazione previsto dal Regio Decreto n. 661/2007 e per mezzo di un regio decreto di futura adozione dovrà essere definito un nuovo regime di incentivazione.

Considerato l'elevato numero di richieste di iscrizione nel registro amministrativo per gli impianti del regime speciale ex Regio Decreto Legge n. 6/2009, a cui corrisponde una quantità di capacità di generazione che eccede gli obiettivi fissati dal Regio Decreto n. 661/07, e valutate le capacità di assorbimento tecnica ed economica del sistema, in virtù di quanto previsto dal Regio Decreto Legge n. 6/2009, il Ministero ha pubblicato la Risoluzione del Consiglio dei Ministri del 13 novembre 2009 che fissa dei tetti annui cumulati di capacità per la messa in esercizio delle installazioni a tecnologia eolica e solare termica iscritte nel registro istituito dal RD n. 6/2009.

Il Ministero dell'Industria, con il Regio Decreto n. 1578 adottato il 26 settembre 2008, ha già precedentemente introdotto le nuove regole relative alla produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica e alla sua remunerazione, sostituendo quanto disposto dal decreto n. 661/07 per gli impianti fotovoltaici che ottengano l'iscrizione nell'apposito registro degli impianti in regime speciale dopo il 29 settembre 2009.

Tale intervento si è reso necessario in considerazione del forte aumento delle richieste relative allo sviluppo di impianti fotovoltaici, superiore alle aspettative del Governo.

In particolare, il Regio Decreto distingue due categorie specifiche di impianti solari e prevede che i titolari di impianto facciano richiesta di iscrizione in un apposito registro. Le richieste di iscrizione potranno essere inoltrate in quattro finestre annue e saranno ordinate in considerazione della data di ricevimento dell'ultimo documento; si procederà all'assegnazione delle incentivazioni iniziando dalle richieste più risalenti e fino a che sia raggiunto il tetto massimo di capacità, fino a 400 MW annui, salvo una quota di potenza addizionale di 100 MW prevista per il 2009 e 60 MW per il 2010.

Con riferimento alla remunerazione, il meccanismo di *feed-in tariff* è confermato anche per la produzione fotovoltaica. Le tariffe sono soggette a possibili variazioni trimestrali (mantenendosi invariate o diminuendo a seconda che sia raggiunto o meno il tetto massimo di capacità previsto), sulla base dell'andamento delle richieste di iscrizione presentate al registro per il fotovoltaico rispetto ai suddetti tetti trimestrali.

Inoltre, in data 7 agosto 2010 è entrato in vigore il Regio Decreto 1003/2010, attraverso il quale è stato disciplinato il premio relativo agli impianti fotovoltaici in regime speciale, il quale ha stabilito un sistema di

⁴⁸ Il *Plan de Energias Renovables 2005-2010* è stato adottato dal Governo spagnolo nell'agosto del 2005, stabilendo una percentuale di consumo energetico soddisfatto da energia rinnovabile nel 2010 pari al 12,1%. Tale obiettivo nazionale corrisponde ad una quota di elettricità da fonti rinnovabili sul consumo elettrico totale pari a circa il 30%. Il *Plan de Energias Renovables 2005-2010*, inoltre, individua per ciascuna tecnologia rinnovabile, il target di capacità da raggiungere entro il 2010.

controllo degli impianti stessi (introdotto in conseguenza delle anomalie riscontrate nell'ambito dell'ottenimento del regime tariffario previsto dal Regio Decreto 661/2007), di guisa che i titolari dei progetti fotovoltaici ai quali sia stata fatta richiesta dovranno dimostrare che alla data dell'ottenimento del provvedimento di messa in esercizio era installato quanto necessario per la produzione dell'intera capacità autorizzata. Qualora non si riesca a dimostrare tale circostanza, l'amministrazione potrà dichiarare la non applicabilità di tale regime economico e la restituzione di quanto indebitamente percepito oltre ai corrispondenti interessi moratori.

Si prevede la possibilità di rinunciare al regime economico di cui al Regio Decreto 661/07 entro il termine di due mesi dalla data di entrata in vigore del Regio Decreto 1003/2010, il che implicherà la perdita della tariffa regolata, e, d'altro lato, comporterà l'inclusione degli impianti rientranti in questa opzione nella prima finestra per l'inclusione nel registro di preassegnazione degli incentivi disciplinato dal Regio Decreto 1578/2008.

Infine, alla Data del Prospetto, è stato predisposto un nuovo schema di Regio Decreto, che è già stato trasmesso alla Comisión Nacional de la Energía, che introduce modifiche al regime speciale. Tali modifiche riguarderanno, tra l'altro, in grado diverso, le tariffe e gli incentivi previsti per ciascuna tecnologia e introdurranno restrizioni al trasferimento degli *asset*.

6.1.7.3 Grecia

La regolamentazione della produzione e vendita di energia elettrica è contenuta, in termini generali, nella Legge n. 2773/1999, che è stata successivamente modificata dalla Legge n. 3426/2005, in recepimento della Direttiva 2003/54/CE.

La procedura concernente i permessi relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è prevista dalla Legge n. 3468/2006, che ha recepito la Direttiva 2001/77/CE.

Alcune modifiche alla legislazione in materia sono state introdotte dalla legge n. 3851 del 4 giugno 2010. In base alla vigente normativa sono necessarie, per impianti eolici, geotermici, nonché solari e a biomasse con capacità superiore rispettivamente a 100 kW, 500kW e 1MW:

- (i) la licenza di produzione che ha durata massima pari a 25 anni e può essere rinnovata e viene accordata in presenza di determinati requisiti quali, tra l'altro, la maturità del progetto e la capacità di finanziamento del medesimo;
- (ii) la licenza di costruzione, che presuppone il compimento del procedimento di valutazione di impatto ambientale con esito positivo e l'approvazione da parte di numerose autorità e il godimento esclusivo del terreno;
- (iii) la licenza per l'esercizio, che presuppone la stipula di accordi per l'interconnessione e la vendita dell'energia.

Il sistema greco di incentivazione alla generazione da fonti rinnovabili (basato sulle leggi n. 3468/2006 e 3851/2010, che hanno aggiornato le disposizioni concernenti l'energia da fonte rinnovabile contenute nella Legge n. 2273/1999) prevede un meccanismo di *feed-in* con tariffe garantite differenziate per fonte (idroelettrico sotto i 15 MW, eolico *on-shore*, biomasse, biogas, solare termico, fotovoltaico e geotermico); le tariffe sono in alcune ipotesi differenti tra i sistemi interconnessi e non interconnessi (ossia, i sistemi elettrici delle isole non interconnesse con il sistema elettrico peninsulare). L'energia è venduta mediante contratti stipulati con HTSO (*Hellenic Transmission System Operator*): in base alla Legge n. 3851/2010, la durata dei contratti è pari a 20 anni, con possibilità di estensione a seguito di un accordo tra generatore e HTSO; i

contratti stipulati in base alla legislazione precedente hanno una durata di 10 anni, con possibilità per il generatore di estensione per ulteriori 10 anni. Le tariffe sono aggiornate annualmente, con riferimento all'andamento delle tariffe regolate per i clienti finali della società PPC (società controllata dallo Stato operante nel settore dell'energia elettrica), fino al momento in cui la quota di mercato della stessa sarà superiore al 70%; successivamente le tariffe saranno indicizzate all'indice dei prezzi al consumo. Nel 2009, a valle del considerevole aumento delle tariffe di PPC verificatosi nel corso del 2008, il Ministero dell'Energia ha approvato un aumento delle tariffe *feed-in* per l'eolico e l'idroelettrico di circa il 9%, con effetto retroattivo dal primo gennaio 2009.

La Legge 3851/2010 ha apportato modifiche alla Legge sull'energia rinnovabile n. 3468/2006 prevedendo:

- regime di emissione delle licenze più favorevole;
- aumento del 20% della tariffa incentivante per gli impianti rinnovabili (ad eccezione degli impianti fotovoltaici) che non fanno uso dei sussidi statali agli investimenti in fonti rinnovabili (*grants* ed esenzioni fiscali, per cui *cf. infra* in questo paragrafo);
- aumento della tariffa incentivante, da definire in un successivo decreto, per nuovi progetti eolici in zone con più basso numero di ore di vento annue;
- l'obbligatorietà di concessioni statali di tipo *Build – Operate – Own* per lo sviluppo di progetti eolici *off-shore*;
- aumento della tariffa incentivante del 10-25% (in funzione della distanza dalla rete di interconnessione e della capacità installata) in caso di impianti rinnovabili in isole non interconnesse con connessione sottomarina autofinanziata;
- maggiore differenziazione della tariffa incentivante in base alla grandezza dell'impianto e alla tecnologia.

Nel gennaio 2009 è intervenuta una modifica delle tariffe *feed-in* per il settore solare fotovoltaico (legge n. 3734/2009), con la definizione di nuove tariffe garantite per 20 anni e assegnate in funzione della data di stipula del contratto di vendita con HTSO (decrementi in modo da riflettere la diminuzione attesa dei costi di tale tecnologia).

Nel mese di giugno 2009 il Governo ha adottato misure specifiche per gli impianti fotovoltaici residenziali con capacità installata fino a 10 KW disposti sui tetti di edifici nel sistema peninsulare, attraverso una tariffa garantita per vent'anni indicizzata all'inflazione, e agevolazioni ed esenzioni al regime fiscale applicabile alle vendite dell'energia prodotta.

Oltre al meccanismo di *feed-in tariff* sopra descritto, nel corso degli ultimi anni in Grecia sono stati concessi sussidi statali agli investimenti in fonti rinnovabili (Legge n. 3299/2004), sotto forma di *grants* o di esenzioni fiscali rispettivamente per un importo che può variare dal 20% al 40% e dal 50% al 100% dei costi di investimento (in funzione della localizzazione dell'impianto). Peraltro, il Governo ha stabilito che, a partire dal 31 gennaio 2010, le domande volte a ottenere tale tipo di incentivazione non possono essere più ricevute ed è in corso di sviluppo un nuovo meccanismo di incentivazione degli investimenti nel settore privato, ivi incluse le fonti rinnovabili.

6.1.7.4 Francia

La regolamentazione nell'ordinamento francese della produzione, vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile, nonché degli incentivi ad essa correlati è prevista (i) dalla legge n. 2000-108 del 10 febbraio 2000, e successive modifiche, recante disciplina della Modernizzazione e dello sviluppo del servizio elettrico

pubblico; (ii) dal Decreto n. 2000-877 del 7 settembre 2000, che disciplina le modalità di ottenimento delle autorizzazioni per la produzione di energia elettrica; (iii) dal Decreto n. 2000-1196 del 6 dicembre 2000, che stabilisce i limiti di potenza installabili per le diverse categorie di impianto; (iv) dal decreto n. 2001-410 del 10 maggio 2001, che stabilisce i termini e le condizioni di produzione di energia elettrica da parte di coloro che beneficiano della vendita obbligatoria dell'energia.

Per la richiesta di realizzazione di nuovi impianti è necessario presentare una dichiarazione (per potenze inferiori o uguale a 4,5 MW) o istanza di autorizzazione (per potenze superiori a 4,5 MW) presso la *Direction de la demande et des marchés énergétique*.

La richiesta di connessione alla rete di distribuzione pubblica dell'energia elettrica non è oggetto di autorizzazione amministrativa, ma viene concordata con il distributore di energia (EDF o distributori locali).

La legge n. 2005-81 del 13 luglio 2005 prevede la creazione di Zone de Développement Eolien ("ZDE", zone di sviluppo eolico), che sono le uniche aree nelle quali si potranno sviluppare nuovi impianti eolici e sono create su istanza di associazioni volontarie tra Comuni confinanti e confermate per decreto prefettizio, secondo i seguenti criteri: (i) velocità del vento; (ii) possibilità di allaccio alla rete e (iii) protezione del passaggio e dei beni archeologici e ambientali e delle aree protette. Anche all'interno di una ZDE definita è necessario comunque un parere vincolante della Commissione locale dell'ambiente, del paesaggio (dipartimentale), ai fini della costruzione dell'impianto.

Il permesso di costruzione per nuovi impianti eolici è necessario per aerogeneratori con altezza superiore 12 metri, secondo l'articolo 421 del Codice Urbanistico e la relativa istanza comprende anche: (i) un'analisi d'impatto ambientale se l'altezza è inferiore a 50 metri, (ii) uno studio d'impatto ambientale e inchiesta pubblica se l'altezza è superiore a 50 metri.

Gli impianti fotovoltaici "a terra" necessitano delle stesse autorizzazioni previste per la realizzazione di impianti eolici.

Per gli impianti fotovoltaici da installare su edifici esistenti è invece necessaria altresì una denuncia preventiva di inizio dei lavori per tutti i lavori che possano modificare l'aspetto esterno di un edificio esistente contro la quale l'amministrazione può fare opposizione.

I lavori di costruzione rimangono in ogni caso soggetti alle altre normative specifiche applicabili caso per caso in materia ambientale e paesaggistica; ad esempio, per l'installazione in aree vicine ai monumenti storici è necessaria l'autorizzazione preventiva delle autorità competenti in tema di archeologia.

La Legge n. 2000-108 del 10 febbraio 2000 ha previsto un obbligo di acquisto di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, rifiuti o tecniche ad elevata efficienza di generazione, quale la cogenerazione, in capo a *Electricité de France*, società operante nel settore dell'energia elettrica controllata dallo Stato francese. Tale regime consente ai produttori di vendere l'elettricità prodotta a EDF a una tariffa garantita determinata dal Ministero dell'Energia e dal Ministero delle Finanze, con contratti della durata di 15 anni per la produzione eolica *on-shore*, geotermica e da biomasse e contratti ventennali per la produzione eolica *off-shore*, idroelettrica e fotovoltaica. I suddetti obblighi di acquisto in capo a EDF si applicano agli impianti con capacità inferiore o uguale a 12 MW, con la sola eccezione degli impianti eolici installati nelle ZDE.

Per quanto concerne il sistema delle tariffe incentivanti, esso è stato definito attraverso diversi Decreti del Ministro dell'energia (in particolare, per gli impianti idroelettrici, il Decreto Ministeriale 1 marzo 2007; per l'eolico, il Decreto Ministeriale 10 luglio 2006; per il geotermico, il Decreto Ministeriale 10 luglio 2006; per gli impianti fotovoltaici, il Decreto Ministeriale 10 luglio 2006 e il Decreto Ministeriale 12 gennaio 2010; per gli impianti alimentati a biomasse, il Decreto Ministeriale 28 dicembre 2009).

Le tariffe garantite sono differenziate sulla base della data in cui sia stata presentata la richiesta per il contratto di vendita con EDF e sono successivamente soggette a indicizzazione annuale sulla base di un coefficiente che riflette principalmente l'andamento dei prezzi alla produzione.

La normativa francese ha introdotto inoltre incentivi di tipo fiscale per promuovere la diffusione degli impianti rinnovabili quali: (i) ammortamento accelerato dell'intero costo dell'impianto nel primo anno fiscale, (ii) deduzioni fiscali per gli investimenti effettuati nei Dipartimenti di Oltremare, (iii) credito fiscale rispetto all'imposizione sul reddito pari al 50% delle spese di installazione di impianti fotovoltaici, riservato a consumatori domestici.

Il Governo francese, durante il mese di agosto 2010, ha anticipato la riduzione del 12% delle *feed in tariff* per gli impianti fotovoltaici con capacità installata maggiore di 3 kW, che entra in vigore dal 1 settembre 2010. In tale occasione, il Governo francese ha invitato gli operatori di mercato e le associazioni di categoria a partecipare ad un processo di consultazione congiunto (previsto per il prossimo autunno) al fine di concordare un futuro meccanismo di revisione del sistema tariffario con l'obiettivo di ottenere un quadro di riferimento sostenibile e prevedibile.

In data 3 agosto 2009, il Parlamento ha approvato la legge Grenelle de l'Environnement. I principali impegni sul piano energetico che discendono dal testo di legge riguardano l'aumento dell'efficienza energetica nei consumi finali e lo sviluppo delle energie rinnovabili, con la fissazione dell'obiettivo del 23% di copertura dei consumi energetici entro il 2020. La legge "Grenelle 2", che implementa quanto disposto dalla legge "Grenelle 1" modificando la legislazione precedente, è stata approvata dal Senato l'8 ottobre 2009, nonché dall'Assemblea Nazionale in data 11 maggio 2010 ed è entrata in vigore in data 13 luglio 2010. Essendone stata dichiarata l'urgenza, il testo non è passato attraverso una seconda lettura delle due Camere, ma è stato sottoposto alla *Commission Mixte Paritaire* composta da 7 Deputati e 7 Senatori.

Alcune delle novità introdotte dalla legge "Grenelle 2" hanno una diretta incidenza sui settori energetici. Oltre ad estendere il beneficio dell'*obligation d'achat* alle amministrazioni locali, la Grenelle 2 introduce un sistema di pianificazione regionale per il clima e l'energia, che comprende anche l'elaborazione di schemi regionali per la connessione alla rete delle fonti rinnovabili. La legge interviene anche sui pagamenti da effettuare al momento del rinnovo delle concessioni idroelettriche: le *royalties* saranno specifiche per ogni concessione e dipenderanno dalla valorizzazione della produzione dell'impianto (con un tetto massimo specifico per impianto); gli introiti da esse generati saranno ripartiti tra Stato, Province e Comuni secondo le proporzioni rispettivamente di 1/2, 1/3 e 1/6. Infine, sono state rese più stringenti le regole autorizzative dei progetti eolici: uno schema regionale per lo sviluppo eolico ridefinirà le ZDE per ogni territorio; viene introdotta una soglia minima di 5 turbine per impianto (fatta eccezione per impianti con strutture sotto i 30 metri e con capacità inferiore a 250 kW) e una richiesta di distanza minima degli impianti dalle zone abitate di 500 m; inoltre, anche gli impianti eolici con strutture più alte di 50 metri rientrano in una più complessa procedura autorizzativa, denominata ICPE (*Installations Classées pour la Protection de l'Environnement*), in quanto considerati a maggiore impatto potenziale sull'ambiente.

Il 22 aprile 2010 il Ministero per l'Energia ha effettuato una comunicazione relativa al rinnovo delle concessioni idroelettriche in scadenza nei prossimi anni. La comunicazione definisce la procedura e il calendario per il rinnovo, nonché i perimetri delle concessioni. Restano ancora da definire la durata delle nuove concessioni e il tetto sul livello della *royalty*.

Il primo periodo di rinnovo delle concessioni sarà avviato alla fine del 2010 e durerà fino alla metà del 2012. Le concessioni interessate in questa prima fase si trovano nelle zone delle Alpi, del Massiccio Centrale e dei Pirenei, per una capacità totale di circa 5.300 MW.

L'articolo 35 della legge "Grenelle 2" definirà il quadro relativo alle *royalties* per il rinnovo delle concessioni idroelettriche.

6.1.7.5 Romania

La normativa vigente in Romania non disciplina uno specifico sistema di autorizzazioni con riferimento agli investimenti nel settore delle energie rinnovabili, bensì un sistema di autorizzazioni comune ad ogni tipo di progetto nel campo energetico, che prevede, innanzitutto, la presentazione di un progetto edilizio ai fini dell'ottenimento di un apposito permesso. Tale *iter* può necessitare di una serie di approvazioni preliminari, nonché di modifiche allo stesso progetto edilizio, anche mediante l'adozione di Progetti Urbanistici di Zona (*Plan Urbanistic Zonal*) ovvero Progetti Urbanistici di Dettaglio (*Plan Urbanistic de Detaliu*).

L'operatività di ciascun impianto realizzato è, inoltre, soggetta ad una ulteriore autorizzazione ambientale (*Autorizatie de Mediu*).

La costruzione di impianti per la produzione di energia deve essere, altresì, preventivamente autorizzata dall'*Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei* ("ANRE"), la quale, una volta che i lavori di realizzazione siano stati ultimati, deve rilasciare una apposita licenza affinché si possa iniziare la produzione di energia elettrica.

Ai sensi della Decisione Governativa n. 90/2008, la connessione alla rete elettrica è soggetta al preventivo rilascio di un Permesso Tecnico di Connessione (*Aviz Tehnic de Racordare*) da parte del competente operatore per la distribuzione, con riferimento agli impianti minori (fino a 50 MWh), ovvero da parte dell'Operatore Nazionale per la Trasmissione dell'energia elettrica, con riferimento agli impianti maggiori ed a quelli direttamente connessi alla rete nazionale.

Il sistema di incentivo alle fonti rinnovabili attualmente in vigore in Romania è stato introdotto nel 2004 (Decisione Governativa n. 1892/2004) e successivamente rivisto nel 2008, tramite la legge n. 220/2008, che fissa fino al 2020 le quote obbligatorie per i fornitori di energia, espresse in termini di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al consumo finale.

Esso si basa su un meccanismo di quote obbligatorie, con certificati verdi trasferibili, che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato. Nel caso in cui la capacità installata di impianti da fonti rinnovabili non sia in grado di coprire la quota fissata per legge, l'ANRE può adattare *ex post* per l'anno precedente la quota obbligatoria all'energia effettivamente prodotta da fonti rinnovabili nel Paese.

I nuovi impianti per la produzione da fonti rinnovabili idonei, entranti in esercizio entro il 2014, beneficiano della concessione di certificati verdi per un periodo di 15 anni.

La legge n. 220/2008 prevede l'applicazione di coefficienti, al fine di differenziare l'entità dell'incentivo concesso alle varie fonti rinnovabili: in particolare, alla produzione da fonte eolica sono attribuiti 2 certificati verdi per MWh prodotto fino al 2015 (dal 2015 in poi, tale coefficiente sarà ridotto a 1 certificato verde per MWh); la produzione fotovoltaica beneficia, invece, di 4 certificati verdi per MWh prodotto. La stessa legge definisce i limiti minimo e massimo del valore dei certificati verdi per il periodo 2008-2014 (a partire dal 2015 sarà mantenuto solo il limite minimo individuato dalla stessa).

Nell'autunno del 2009 ANRE ha avviato le procedure al fine di notificare la legge 220/2008 alla Commissione Europea per la verifica della compatibilità delle previsioni in materia di incentivi con le disposizioni comunitarie in materia di aiuti di stato. Successivamente, nel dicembre 2009 il Governo con provvedimento 1479/2009 ha emanato la necessaria normativa secondaria di attuazione la cui efficacia è tuttavia subordinata al parere positivo di compatibilità da parte della Commissione Europea.

Il 9 luglio è stata pubblicata la legge n. 139 del 2010, che sostituisce la legge 220/2008 e la cui applicazione non è condizionata all'approvazione da parte della Commissione Europea per l'attuazione della legge n. 220/2008. Le principali modifiche alla legge n. 220/2008 da essa apportate sono:

- l'incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile che beneficia del sistema di incentivo dei certificati verdi, che deve aumentare gradualmente dall'8,3% nel 2010 fino al 20% nel 2020;
- l'aumento del valore delle penali per i fornitori che non detengano la quota obbligatoria di certificati verdi;
- l'indicizzazione della penale e dei limiti minimo e massimo del prezzo dei certificati verdi all'inflazione a partire dal 2011 e in base all'indice EU27;
- l'attribuzione di due certificati verdi per ogni MWh di energia prodotta da fonte eolica fino al 2017 (un solo certificato verde dopo il 2017);
- l'attribuzione di sei certificati verdi per ogni MWh di energia prodotta da impianti fotovoltaici.

Una decisione governativa stabilirà regole per il *trading* delle quote in eccesso di certificati verdi. A valle del processo di prenotifica alla Commissione Europea della legge n. 220/2008, il Directorate General for Competition della Commissione Europea ha suggerito di procedere con una notifica formale. La notifica formale sarà presentata dal Ministero dell'Economia rumeno ed includerà le modifiche apportate dalla Legge n. 139 del 2010.

6.1.7.6 Stati Uniti d'America

La normativa relativa ai permessi per la realizzazione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica varia nei singoli Stati. Inoltre, in alcuni casi, anche le autorità federali possono essere coinvolte nella procedura per il rilascio dei permessi, soprattutto qualora un progetto riguardi terreni federali, risorse regolate da normativa di livello federale o altre materie di competenza federale. In tali ipotesi è necessaria l'effettuazione di una valutazione di impatto ambientale, concernente l'impatto dell'impianto sull'ambiente ed eventuali alternative possibili, secondo un protocollo che implica una lunga serie di verifiche da parte di diverse agenzie.

In ogni caso, tra i fattori condizionanti la realizzazione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia non vi è l'ottenimento dei permessi, ma gli elementi principali sono la stipula dei contratti di affitto per i terreni individuati e i contratti di vendita dell'energia elettrica di futura produzione. In particolare, la durata media dei contratti di affitto è pari a 20 o 30 anni e i contratti possono talvolta prevedere periodi addizionali opzionali, mentre la durata media dei contratti di vendita dell'energia elettrica è di 10 o 20 anni. Per gli impianti idroelettrici è necessaria la licenza da parte del Federal Energy Regulatory Commission, per un termine di circa 50 anni per nuovi impianti e di 30 o 40 anni per il rinnovo di licenze.

Con particolare riferimento agli Stati in cui il Gruppo opera, si segnala che:

- per la California il procedimento di autorizzazione per progetti eolici è amministrato dalle contee e, pertanto, i requisiti richiesti variano, comprendendo nella generalità dei casi valutazioni relative all'inquinamento acustico, all'impatto ambientale, paesaggistico e sulla fauna. Tutti i progetti debbono essere in linea con quanto richiesto dal *Californian Environmental Quality Act* che richiede la redazione dell'*Environmental Impact Report*, simile alle valutazioni di impatto ambientale previste a livello federale;

- per il Minnesota, il procedimento di autorizzazione per progetti eolici è amministrato dal *Minnesota Environmental Quality Board*. Gli impianti con capacità installata maggiore di 5 MW debbono ottenere un permesso, e a tal fine deve essere condotta un'analisi del potenziale impatto sull'ambiente e misure proposte per ridurlo. Qualora il *Minnesota Environmental Quality Board* sia favorevole all'emissione del permesso è necessaria una pubblica udienza tenuta dallo Stato per eventuali commenti pubblici dai proprietari terrieri interessati e dai governi locali. Lo Stato può porre condizioni relative all'impatto dell'impianto sull'ambiente, paesaggio, fauna;
- per il Nevada, il procedimento di autorizzazione per impianti di produzione di energia elettrica è regolato dalla Nevada Public Utility Commission sulla base della legge per la Protezione Ambientale (*Utility Environmental Protection Act, UEPA*). Tale legge disciplina, tra l'altro, la costruzione degli impianti di energia rinnovabile con capacità installata maggiore di 75MW, che richiede l'ottenimento di un permesso per l'inizio della costruzione dell'impianto. I fattori valutati dalla Nevada Public Utility Commission ai fini del rilascio del permesso includono, tra l'altro, considerazioni di natura economica, ambientale e la conformità degli impianti alla normativa applicabile. Per gli impianti geotermoelettrici e a biomasse sono necessari permessi relativi alla qualità dell'aria e a determinati requisiti delle acque sotterranee e superficiali e per gli impianti idroelettrici sono necessari permessi relativi alla qualità dell'acqua.

La legislazione in materia di energia, tanto federale che statale, vigente negli stati Uniti, prevede diverse forme di incentivazione finalizzate allo sviluppo dell'utilizzo delle fonti rinnovabili.

In particolare, l'*Energy Policy Act* del 2005 (i) ha favorito l'utilizzo di prestiti garantiti per tecnologie innovative finalizzate ad evitare la produzione di gas serra; (ii) ha sovvenzionato l'energia eolica ed altre forme alternative di energia; (iii) ha previsto sgravi fiscali per i proprietari che effettuino sulle abitazioni interventi per migliorare l'efficienza energetica degli edifici.

Negli Stati Uniti non esiste, almeno a livello federale, un meccanismo di incentivazione tariffaria come la *feed-in tariff* presente in Europa per le fonti rinnovabili di energia, mentre i principali meccanismi di incentivazione si basano su un meccanismo di *tax credit*. In particolare, a livello federale esistono:

- un sistema di *Production Tax Credit (PTC)*, in base al quale ai produttori da fonti rinnovabili (ad eccezione del solare fotovoltaico) è riconosciuto un credito fiscale, a riduzione della *corporate income tax* (in USD/KWh, applicabile per i primi 10 anni dall'entrata in esercizio di un impianto, indicizzato al tasso di inflazione annuo);
- un sistema di *Investment Tax Credit (ITC)*, che consistono in un credito fiscale pari al 30% dell'ammontare del capitale investito, a riduzione della *corporate income tax* (per il primo anno di esercizio dell'impianto) per gli impianti solari, *fuel cells* e mini-eolico (con capacità installata inferiore a 0.1 MW) e pari al 10% dell'ammontare del capitale investito, a riduzione della *corporate income tax* (per il primo anno di esercizio dell'impianto) per gli impianti geotermici, di cogenerazione, e di piccola taglia (con capacità inferiore a 2 MW);
- una sistema di Grant, contributi a fondo perduto pari all'ammontare dell'ITC. L'incentivo si quantifica nel 30% dell'ammontare investito ritenuto compatibile con l'agevolazione (~95% dei costi totali sostenuti), ed equivalente alla monetizzazione immediata degli ITC;
- l'ammortamento accelerato degli impianti in cinque anni (al posto dei 15 anni normalmente necessari).

A livello statale, alla Data del Prospetto, 30 Stati hanno adottato un meccanismo di quote obbligatorie in capo ai fornitori di energia (*Renewable Portfolio Standard – RPS*), accompagnate da certificati trasferibili

per attestare il rispetto dell'obbligo; al fine di adempiere all'obbligo, i fornitori bandiscono aste per la sottoscrizione di contratti a lungo termine (10-20 anni) per l'acquisto di energia certificata.

Parallelamente, continua al Congresso la discussione su una bozza di provvedimento per individuare un meccanismo RPS a supporto del rinnovabile ma da applicarsi obbligatoriamente a livello federale.

In data 17 febbraio 2009 è stato ratificato, ed è quindi divenuto legge, il provvedimento adottato dal Congresso Americano in data 12 febbraio 2009 relativo al piano da 787 miliardi di dollari destinato a contribuire al rilancio dell'economia (*Stimulus Bill*).

Lo *Stimulus Bill* prevede specifici meccanismi di incentivo alle rinnovabili, tra cui la previsione di meccanismi di sostegno agli investimenti noti come Investment Tax Credit (ITC) e la conferma dell'estensione dell'applicabilità della Production Tax Credit (PTC) posticipando la data di scadenza delle agevolazioni al 31 dicembre 2012 per l'eolico e al 31 dicembre 2013 per il geotermico, l'idroelettrico incrementale e le biomasse. Lo *Stimulus Bill* prevede inoltre la possibilità per gli impianti che possono beneficiare dei PTC di scegliere di usufruire degli ITC (30% ITC) e, conseguentemente, convertirlo immediatamente in un contributo a fondo perduto erogato sulla base dell'investimento sostenuto (*cash grant*). Il *cash grant* si quantifica nel 30% dell'ammontare investito ritenuto eligibile all'agevolazione. Tale misura è prevista per gli impianti completati entro il 2010 o con costruzione iniziata entro il 2010 e che sarà completata entro dicembre del 2012 (eolico), 2013 (geotermico) e 2016 (solare).

6.1.7.7 Panama

Il sistema della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a Panama è disciplinato (i) dalla legge numero 6 del 1997 sull'elettricità (come successivamente modificata, la "**Legge 6/1997**"); (ii) dalla legge numero 45 del 2004 sulle energie rinnovabili (la "**Legge 45/2004**").

Secondo la Legge 6/1997, i progetti idroelettrici e geotermoelettrici sono soggetti ad un sistema di concessioni che possono essere rilasciate dall'Autorità Nazionale dei Servizi Pubblici (*Autoridad Nacional de los Servicios Públicos*) per un periodo fino a 50 anni, prorogabile per un secondo periodo non più lungo della concessione originaria. Tutti gli altri tipi di produzione di energia elettrica sono soggetti a un regime di licenza, con i titoli disponibili per un periodo fino a 40 anni.

I requisiti per l'autorizzazione ambientale degli impianti di generazione sono indicati nella legge 41 del 1 luglio 1998, la legge generale per l'ambiente. Conformemente ad essa e ai relativi regolamenti, tutti i progetti di generazione di più di 1 MW sono soggetti ad un processo di valutazione di impatto ambientale con la quale la Autorità Nazionale Ambientale (*Autoridad Nacional del Medio Ambiente* – "**ANAM**") esamina e approva o disapprova lo studio di impatto ambientale, compresa l'attenuazione, la sorveglianza ed il controllo delle norme presentate per un progetto. L'approvazione definitiva ed i requisiti sono definiti in una risoluzione di ANAM.

La Legge 6/1997 e successive modifiche prevede inoltre un meccanismo per la vendita dell'energia con contratti di lungo periodo al fine di mitigare l'esposizione dei generatori rinnovabili al prezzo *spot*. L'energia viene dunque acquistata attraverso aste dall'ente statale gestore e proprietario della rete elettrica (ETESA) che attua come acquirente unico e poi rivenduta alle società di distribuzione.

La Legge 45/2004 prevede inoltre a favore dei produttori di energia da fonte rinnovabile incentivi fiscali ed esenzioni dal pagamento delle tariffe di vettoriamento; il valore e la durata degli incentivi e delle esenzioni dipendono dalla capacità installata.

Nel mese di luglio 2010 è stata pubblicata una gara per impianti eolici (potenza richiesta 350 MW con *Power Purchase Agreements* della durata di 15 anni). Il termine per la presentazione delle offerte è stato fissato al mese di gennaio 2011.

6.1.7.8 Messico

Il sistema della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Messico è disciplinato (i) dalla Legge sul Servizio Pubblico di Energia che determina le modalità con cui le persone fisiche e/o giuridiche possono produrre energia elettrica; (ii) dalla Legge per l'Utilizzo dell'Energia Rinnovabile e il Finanziamento della Transizione Energetica, che stabilisce le regole e le condizioni per l'utilizzo delle energie rinnovabili; (iii) dalla Legge sull'utilizzo sostenibile dell'energia, che disciplina le modalità di utilizzo razionale ed efficiente dell'energia in tutti i processi in cui l'energia è utilizzata; (iv) dalla Legge sull'equilibrio ecologico e la protezione dell'ambiente, che stabilisce le modalità con cui conseguire la valutazione di impatto ambientale nel caso si intenda sviluppare impianti di produzione di energia elettrica, e da una serie di regolamentazioni di dettaglio emanate dalla *Comisión Reguladora de Energía* ("CRE"), fra i quali i più importanti sono quelli relativi all'interconnessione ed al servizio di trasmissione da fonte rinnovabile che definiscono la metodologia per determinare i canoni per il servizio di trasmissione (interconnessione e vettoriamento) dell'energia elettrica da fonte rinnovabile (canone agevolato rispetto alle fonti tradizionali), recepiti dal contratto di interconnessione per le fonti di energia rinnovabili, il cui scopo è quello di realizzare e garantire la connessione tra il sistema elettrico nazionale e le fonti energetiche rinnovabili.

I produttori di energia da fonti rinnovabili si dividono in quattro categorie:

1. *autoproduttori*: le persone fisiche e/o giuridiche possono produrre energia elettrica per esigenze di autoconsumo a condizione che l'energia prodotta sia consumata dai soci dell'impianto. L'autorizzazione (permesso di autoproduzione) è rilasciata dalla CRE ed è a tempo indeterminato. Il contratto di fornitura dell'energia elettrica è liberamente negoziato fra i soci dell'impianto, tipicamente un socio industriale operatore dell'impianto, che ne detiene la maggioranza ed il controllo sia societario, sia operativo e i soci consumatori, generalmente di minoranza, che ritirano l'energia prodotta. In tal caso la legge prevede:
 - a. l'istituzione da parte della *Comisión Federal de Electricidad*, la società elettrica controllata dal governo messicano ("CFE"), di una "banca dell'energia" (*Banco de Energía*) che consente su base annuale di compensare gli scarti in tempo reale fra energia prodotta dall'impianto ed energia consumata dai soci;
 - b. l'obbligo di cessione alla CFE delle eventuali eccedenze di energia prodotta al netto delle compensazioni della banca dell'energia ad una tariffa regolata;
 - c. l'obbligo per CFE di fornire il servizio di interconnessione e vettoriamento secondo uno schema contrattuale ed una remunerazione regolamentata, con vantaggi di costo per i servizi ancillari rispetto all'autoproduzione termoelettrica calcolato sull'energia dispacciata e non sulla capacità contrattualizzata;

2. *produttore indipendente* (“**IPP**”): possono essere qualificati come tali gli impianti con capacità maggiore di 30 MW. L’autorizzazione è rilasciata dalla *Comisión Reguladora de Energía* ed ha una durata di 30 anni. La vendita dell’energia prodotta da tali impianti è destinata all’operatore locale CFE e comporta:
 - a. L’aggiudicazione del diritto ad essere un IPP nelle modalità *Build Own Operate* (BOO) o *Build Own Transfer* (BOT) tramite gara pubblica sul ribasso della tariffa di vendita dell’energia elettrica;
 - b. prezzo contrattualmente definito tramite l’asta.
3. *piccoli produttori*: si qualificano come piccoli produttori gli impianti con potenza installata inferiore ai 30 MW che possono optare per la vendita dell’energia alla CFE con tariffa regolata anziché con il meccanismo delle aste per la modalità IPP. Questa categoria non ha ritrovato il successo del mercato perché la tariffa regolata applicabile non è competitiva rispetto alle modalità IPP o auto produttore;
4. *esportatori*: possono essere qualificati come tali esclusivamente gli impianti che destinano la loro produzione all’esportazione di energia. L’autorizzazione è rilasciata dalla *Comisión Reguladora de Energía* (“**CRE**”) ed è a tempo indeterminato. In tal caso l’energia prodotta è destinata esclusivamente all’esportazione. In questo caso, il contratto di fornitura dell’energia elettrica è liberamente negoziato fra le parti (produttore messicano e consumatore statunitense o centro-americano) e l’operatore pubblico messicano CFE fornisce il servizio di interconnessione e vettoriamento secondo uno schema contrattuale ed una remunerazione regolamentata e con vantaggi di costo per i servizi ancillari rispetto alla produzione termoelettrica per esportazione, calcolato sull’energia spacciata e non sulla capacità contrattualizzata.

Va menzionato che gli impianti di cogenerazione godono di regolamentazioni simili a quelle per le fonti rinnovabili.

Inoltre, gli investimenti in impianti rinnovabili hanno possibilità di ammortizzare l’intera spesa in conto capitale nel primo anno di esercizio.

Nel mese di ottobre 2008 è stata approvata una legge quadro per la promozione delle fonti rinnovabili di energia ed il finanziamento della transizione energetica, che prevede la creazione di un fondo dedicato a tale scopo. Attualmente, è in corso di implementazione la regolamentazione rinnovabile, che punterà a rendere le fonti rinnovabili più competitive (i) considerando le esternalità associate come parte della remunerazione dei progetti rinnovabili che partecipano ad aste CFE (ii) riducendo i canoni di trasmissione degli impianti a fonti rinnovabili che operano in auto-produzione (iii) destinando parte del fondo di transizione al miglioramento della rete di trasmissione, riducendo di fatto gli investimenti che progetti rinnovabili che dovranno incorrere per rinforzare la rete. La legge inoltre rafforza significativamente il ruolo ed in parte l’indipendenza della CRE rispetto all’operatore locale CFE.

Il 22 giugno 2009 la CRE ha diffuso la bozza di regolamento della legge di promozione delle energie rinnovabili, pubblicata in via definitiva sul Diario Oficial de la Federación il 2 settembre 2009.

Inoltre, il 7 luglio 2009 la SENER ha formalmente presentato la strategia nazionale di transizione energetica e uso sostenibile dell’energia. In data 5 settembre 2009 è stata pubblicata la metodologia per la valutazione dell’esternalità associata alla produzione di elettricità in Messico.

Nel dicembre 2009 è stata modificata la Legge del Servizio Pubblico, per introdurre il concetto di esternalità e permettere quindi aste dedicate a progetti rinnovabili che permetteranno un livello di remunerazione sufficiente per poter raggiungere gli obiettivi della strategia energetica nazionale.

Nel mese di marzo 2010 il regolatore CRE ha approvato il “*Contrato de Interconexion para Centrales de generacion de energia electrica con energias renovables o con generacion eficiente y sus anexos*”, che definisce le condizioni contrattuali – legali ed economiche – tra la società elettrica CFE e i generatori alternativi, per i servizi di trasmissione dell’energia da questi prodotta. È stata anche approvata la “*Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste la CFE a los generadores renovables*”. Tale documento definisce l’ammontare delle tariffe dei servizi di trasmissione per il 2010 e prevede che queste siano riviste annualmente. La nuova metodologia comporta per i progetti rinnovabili eleggibili un incentivo di valore variabile a seconda del livello di tensione.

La concessione di licenze ambientali in Messico è responsabilità della Segreteria per l’Ambiente e Risorse Naturali (SEMARNAT) ed è regolata dalla legge generale del bilancio e della tutela ambientale e dei suoi regolamenti attuativi. Il processo di rilascio delle licenze richiede la preparazione di una Dichiarazione di Impatto Ambientale (Manifestación de Impacto Ambiental – MIA) con il sostegno di uno Studio Tecnico Giustificativo (*Estudio Técnico Justificativo* – ETJ), quest’ultimo legato al mutamento di destinazione dei terreni.

6.1.7.9 Brasile

Le principali disposizioni che nell’ordinamento brasiliano disciplinano la produzione, vendita ed il sistema degli incentivi di energia elettrica da fonte rinnovabile sono contenute (i) nella Legge Federale 9.074 del 1995 (che disciplina le modalità di rilascio/estensione delle concessioni/permessi per operare con beni pubblici), (ii) nella Legge Federale 10.438 del 2002 (che ha introdotto il Programma di Incentivo per le Fonti Alternative di Energia – “**PROINFA**”) e (iii) la Legge Federale 10.762 del 2003 (che ha introdotto il Programma Speciale per il sostegno alle Società Pubbliche attive nel campo della distribuzione di energia elettrica), oltre che in talune risoluzioni dell’Agenzia Nazionale Brasiliana per l’Energia Elettrica – “**ANEEL**” (Risoluzioni 065/04, 77/04, 157/05, 271/07, 320/08, 390/09, 391/09).

La Costituzione della Repubblica Federale del Brasile prevede che la generazione di energia elettrica possa essere effettuata dal Governo brasiliano sia direttamente sia indirettamente, per il tramite di società private che debbono a tal fine ottenere concessioni, autorizzazioni o permessi. In particolare, al fine di realizzare e esercitare un impianto per la produzione di energia elettrica le società private interessate debbono richiedere al Ministero dell’Energia, a seconda delle ipotesi, concessioni, autorizzazioni o permessi. I diritti di concessione di generare, trasmettere o distribuire energia elettrica nella zona di concessione in questione sono attribuiti per un periodo determinato, al contrario di permessi e autorizzazioni, che possono essere revocati in qualsiasi momento a discrezione del MME, in consultazione con ANEEL.

La maggior parte delle società di generazione idroelettrica opera come concessionaria di servizi pubblici o come produttore indipendente di energia, quest’ultimo generalmente tramite autorizzazione. Gli auto-produttori, che hanno concessione o autorizzazione a produrre energia per proprio uso, possono vendere l’eccesso di energia se autorizzati da ANEEL. Le aziende che vogliono costruire impianti di generazione di energia idroelettrica con potenza superiore a 30 MW devono necessariamente partecipare ai processi d’asta, mentre quelli con meno di 30 MW (*mini-hydro*, o PCH in portoghese), devono chiedere l’autorizzazione a MME, in seguito alla presentazione ad ANEEL di uno studio preliminare tecnico-economico.

Il 10 Ottobre 2005, con la risoluzione n. 167 ANEEL ha disciplinato le condizioni per la vendita e l’acquisto di energia fornita da centrali idroelettriche con potenza installata inferiore a 30 MW, collegata direttamente al

sistema elettrico del compratore di distribuzione (“generazione distribuita”). Le centrali idroelettriche del Gruppo in Brasile sono concessionarie di servizi pubblici attualmente in generazione distribuita.

Le società di generazione eolica ricevono invece autorizzazione dal governo a seguito di aste per la vendita di energia elettrica eolica.

Il processo per l’ottenimento delle licenze ambientali è regolato dal decreto federale n. 99274/90, integrato dalla risoluzione CONAMA n. 237/97; il processo prevede tre fasi per la concessione di licenze ambientali: (i) di licenza preliminare (LP); (ii) di licenza di installazione (LI), e (iii) la licenza di esercizio (LO). Ci sono procedure distinte per la concessione di licenze in ciascuna delle tre fasi.

Una licenza preliminare (LP) è concessa durante la fase di progettazione preliminare di un progetto. L’ottenimento della Licenza Preliminare implica l’approvazione della localizzazione e della progettazione dell’impianto, ne certifica la sua fattibilità ambientale e stabilisce i requisiti di base e le condizioni da rispettare nelle varie fasi di attuazione. La Licenza di Installazione (LI), autorizza la costruzione dell’impianto in conformità con le specifiche contenute nei piani approvati, programmi e progetti, comprese le disposizioni di mitigazione ambientale e di altre condizioni. La Licenza d’Esercizio (LO) autorizza il funzionamento dell’impianto in conformità alle misure di mitigazione ambientale e di funzionamento al momento della conferma che le condizioni della licenza precedente sono state soddisfatte.

Il PROINFA, programma di incentivo per le fonti rinnovabili (eolico, piccolo idroelettrico e biomasse) introdotto dalla legge n. 10.438 dell’aprile 2002 e successivamente modificato dalla legge n. 10.762 del novembre 2003, ha fissato per dicembre 2008 l’obiettivo quantitativo di 3.300 MW di nuova capacità rinnovabile installata, con distinzioni per fonte e per stato.

Il PROINFA ha concesso inoltre sussidi alla realizzazione degli investimenti (copertura del 70% dei costi di investimento, con l’esclusione di terreni e beni e servizi importati), finanziati da un apposito fondo del BNDES (*Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*).

Il PROINFA assegna la capacità di energia necessaria per raggiungere gli obiettivi prefissati dal Governo Brasiliano mediante meccanismi di asta. I progetti di generazione da rinnovabili, selezionati hanno inoltre potuto sottoscrivere contratti Power Purchase Agreement con Eletrobrás (società controllata dal governo brasiliano attiva nella generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica) per un periodo di 20 anni a prezzi risultanti dalla stessa asta.

A seguito della conclusione del programma PROINFA, la promozione della generazione da fonti rinnovabili in Brasile si basa su aste *ad hoc* lanciate dal governo e gestite dall’Empresa de Pesquisa Energética (EPE), sulla base della regolamentazione definita dal regolatore ANEEL. Il meccanismo d’asta consente ai partecipanti di aggiudicarsi contratti Power Purchase Agreement di lunga durata (ventennali nel caso dell’energie eolica) a tariffa fissa indicizzata al 100% dell’inflazione brasiliana. Le aste vengono tenute generalmente con 3 anni di anticipo rispetto alla data di inizio della vendita dell’elettricità e sono indirizzati a nuovi progetti da costruire.

Nel dicembre 2009 si è svolta un’asta per la generazione da fonte eolica, per contratti ventennali stipulati a partire dal 2012 con l’assegnazione di complessivi 1.800 MW. In data 25 e 26 agosto 2010 si sono svolte una serie di gare per fonti rinnovabili, in particolare:

- una riservata alla fonte eolica, nella quale sono stati aggiudicati 528 MW (su una partecipazione stimata in circa 4.000 MW, di cui circa 800 MW con un capacity factor medio intorno al 50%), 90 MW dei quali sono stati aggiudicati da Enel Green Power;

- una riservata a *mini-hydro* nella quale sono stati aggiudicati circa 30 MW;
- una riservata alle biomasse nella quale sono stati aggiudicati 243 MW;
- una per fonti alternative generiche (biomassa, eolico e *small-hydro*) nella quale sono stati aggiudicati circa 1.500 MW di progetti eolici. Quest'asta presenta un profilo di rischio diverso rispetto all'asta puramente eolica in quanto richiede profili di produzione parzialmente impegnativi e quindi la partecipazione al mercato elettrico per la gestione delle deviazioni.

Nel corso dei prossimi anni ci si aspetta che vengano bandite ulteriori aste per la generazione da fonti rinnovabili riservate sia al sistema interconnesso, sia a sistemi isolati.

6.1.7.10 Cile

La principale fonte normativa vigente in materia di energia elettrica è la “Ley General de Servicios Eléctricos” del 1982, successivamente consolidata con il Decreto con Forza di Legge n. 4 del 2008, in base al quale il settore delle imprese elettriche è suddiviso in tre segmenti: produzione, trasmissione e distribuzione (gli ultimi due rientrando in un regime concessorio di monopolio regolamentato).

Il segmento della produzione sfrutta un regime di libera concorrenza tra imprese private, nel quale i produttori sono liberi, *inter alia*, di negoziare con le imprese distributrici o direttamente con clienti idonei che rispettino determinate caratteristiche. Infatti, esclusivamente con riferimento alla produzione di energia geotermica è previsto un regime legale obbligatorio di concessioni che vengono assegnate attraverso gare d'asta sulla base di valutazioni tecnico-economiche.

Inoltre, in conformità alle disposizioni della Ley N° 19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente del 1994, come successivamente modificata, le centrali energetiche di potenza maggiore a 3 MW, le linee di trasmissione elettrica di alta tensione (superiore a 23 kV) e le relative sottostazioni sono soggette a valutazione da parte del Sistema di Valutazione dell'Impatto Ambientale. In linea generale, ciò richiede la presentazione di una Dichiarazione di Impatto Ambientale (DIA), salvo che il progetto presenti alcune delle condizioni di cui all'articolo 11 della suddetta Legge (possibili impatti su salute, risorse naturali, insediamenti civili, siti protetti, paesaggio o patrimonio archeologico), nel qual caso occorre presentare uno Studio di Impatto Ambientale (SIA). Il processo di valutazione ambientale si conclude con la Decisione di Qualifica Ambientale che approva o rigetta il progetto: in caso di approvazione, l'autorizzazione ambientale non potrà essere negata da alcun organismo statale.

Per quanto concerne i sistemi di incentivazione, sussiste un trattamento speciale per le Energie Rinnovabili Non Convenzionali (“ERNC”) sulla base della legge n. 20257 del 20 marzo 2008, le cui finalità principali sono: (i) incentivare e migliorare l'integrazione delle ERNC al sistema elettrico; e (ii) supportare le riconversioni mediante appositi sussidi. Ai sensi della predetta legge sono definite ERNC le seguenti fonti: biomasse, idroelettrica (con potenza massima inferiore a 20 MW), geotermica, solare, eolica, maremotrice e altri mezzi di generazione ragionevolmente determinati dall'Autorità.

Tale legge definisce inoltre una quota obbligatoria in capo ai fornitori di energia elettrica rispetto all'energia ritirata dalla rete e introduce un meccanismo di certificati trasferibili. A partire dal 2010 e fino al 2014 è in vigore l'obbligo di certificare che il 5% dell'energia destinata alla vendita ai distributori o ai clienti finali sia prodotto da fonti ERNC. L'obbligo quantitativo è applicato ai contratti di fornitura firmati a partire dal 1° agosto 2007. La quota è destinata a crescere dello 0,5% annuo a partire dal 2015 fino a raggiungere il 10% nel 2024. In caso di mancato rispetto dell'obbligo sono previste delle penali che possono aumentare fino al doppio in caso di reiterata violazione. La produzione idroelettrica è considerata rinnovabile solo se proveniente da impianti di capacità inferiore a 20 MW. Tuttavia, ai fini del rispetto dell'obbligo sono

valorizzate anche le immissioni provenienti da impianti idroelettrici con capacità installata compresa tra 20 MW e 40 MW, ma riproporzionate per un fattore decrescente basato sulla capacità installata.

Altre previsioni di incentivi alle ERNC sono: (i) il diritto di connessione delle unità produttive di ERNC alle reti di distribuzione ed alla rete di trasmissione, e (ii) l'esenzione totale (per una potenza inferiore a 9 MW) o parziale (per una potenza compresa tra 9 MW e 20 MW) delle unità produttive di ERNC dal pagamento per l'uso del sistema principale di trasmissione.

6.2 Principali mercati e posizionamento competitivo

Il Gruppo ritiene che i propri concorrenti vadano identificati in società comparabili relativamente alla presenza sui mercati internazionali delle energie rinnovabili, alla propria scala, all'appartenenza ad un gruppo integrato nel mercato dell'energia elettrica e delle logiche di impostazione del Piano Industriale. In tal senso i principali concorrenti a livello mondiale sono Iberdrola Renovables, EDF Energies Nouvelles, EDP Renovaveis e RWE Innogy, e alcuni dei più grandi operatori focalizzati su alcuni mercati locali come Florida Power Light negli USA ed Acciona in Spagna.

Viene di seguito fornita una descrizione dei principali mercati su cui è focalizzato il Gruppo.

AREA DI ATTIVITÀ ITALIA ED EUROPA

Italia

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in 298 TWh di consumo su base annua, al netto delle perdite di rete, con un decremento del 7% circa rispetto all'anno precedente a causa della crisi economica. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 103 GW con un incremento del 5% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali (71%) e fonti rinnovabili⁴⁹ (29%) (Fonte: TERNA, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – preconsuntivi 2009, 10 marzo 2010).

In particolare nell'anno 2009 la capacità e la produzione netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente su 29,4 GW e 66 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità idroelettrica (21,4 GW pari al 73%) ed eolica (4,8 GW, pari al 16%). Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati circa 2 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva corrispondenti ad un incremento del 7% rispetto all'anno precedente, nonostante la suddetta crisi (Fonte: TERNA, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – preconsuntivi 2009, 10 marzo 2010).

Il Gruppo, sulla base di analisi dei dati di mercato e degli studi di istituti di ricerca indipendenti, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata in Italia possa raggiungere i 46 GW nell'anno 2020, in linea con le stime del Governo italiano, con un incremento corrispondente a circa 17 GW rispetto al 2009 e a un tasso di crescita medio annuo del 4% rispetto al 2009. Secondo Emerging Energy Research ("EER") la capacità installata rinnovabile al 2020 in Italia sarà pari a circa 54 GW. (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009; Position Paper del Governo italiano).

Francia

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 453 TWh di consumo su base annua, al netto delle perdite di rete, con un decremento del 2% circa rispetto all'anno precedente a causa della crisi economica. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 120 GW con un incremento del 2% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali (74%) e fonti rinnovabili

⁴⁹ Include la capacità installata da biomasse per circa 1,6 GW (Fonte: Terna, 2008).

(26%). (Fonte: Réseau de transport d'électricité ("RTE"), Electrical energy in France 2009 – Provisional values, 31 dicembre 2009).

In particolare nell'anno 2009 la capacità e la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente a 30,9 GW e 74 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità idroelettrica (25 GW pari all'82%) ed eolica (4 GW pari al 14%). Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati 1,3 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva corrispondenti ad un incremento del 4% rispetto all'anno precedente, nonostante la suddetta crisi. (Fonte: RTE, Electrical energy in France 2009 – Provisional values, 31 dicembre 2009).

La società, sulla base di analisi dei dati di mercato e degli studi di istituti di ricerca indipendenti, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata in Francia possa raggiungere i 60 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a circa 29 GW rispetto al 2009 a un tasso di crescita medio annuo del 7% rispetto al 2009. In particolare, il Governo francese si pone un obiettivo eolico al 2020 di 25 GW (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009; EER, Europe wind energy market environment, 11 marzo 2009).

Grecia

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 52 TWh di consumo su base annua, con un decremento del 6% circa rispetto all'anno precedente a causa della crisi economica. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 14 GW con un incremento dell'1% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali (69%) e fonti rinnovabili (31%). (Fonte: Hellenic Transmission System Operator, Transmission System Energy balance monthly report).

In particolare nell'anno 2009 la capacità e la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente a 4,3 GW e 6,8 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità idroelettrica (3 GW pari al 74%) ed eolica (1 GW pari al 24%). Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati 130 MW di capacità rinnovabile aggiuntiva corrispondenti ad un incremento del 3% rispetto all'anno precedente, nonostante la suddetta crisi. (Fonte: Hellenic Transmission System Operator, Transmission System Energy balance monthly report; stime CERA, IHS CERA European Power Watch).

Il Gruppo, sulla base di analisi dei dati di mercato e degli studi di istituti di ricerca indipendenti, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata in Grecia possa raggiungere i 16,5 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a 12 GW rispetto al 2009 e a un tasso di crescita medio annuo del 14% rispetto al 2009. Secondo Emerging Energy Research (EER) la capacità installata rinnovabile al 2020 in Grecia sarà pari a 17,3 GW. (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009; EER, Europe wind energy market environment).

Romania

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 50 TWh di richiesta di energia su base annua, con un decremento dell'8,6% rispetto all'anno precedente a causa della crisi economica. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 21 GW con un incremento dell'1% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali (69%) e fonti rinnovabili (31%). (Fonte: The Economist Intelligence Unit, 2009).

In particolare nell'anno 2009 la capacità e la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente a 7 GW e 16 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità

idroelettrica (6 GW pari al 97%). Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati 110 MW di capacità rinnovabile aggiuntiva corrispondenti ad un incremento del 2% circa rispetto all'anno precedente, nonostante la suddetta crisi (Fonte: The Economist Intelligence Unit, 2009).

Il Gruppo, sulla base di analisi dei dati di mercato e degli studi di istituti di ricerca indipendenti, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata in Romania possa raggiungere gli 11,2 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a circa 5 GW rispetto al 2009 e a un tasso di crescita medio annuo del 5% rispetto al 2009. (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009).

AREA DI ATTIVITÀ NORD AMERICA

Stati Uniti

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 3.589 TWh di consumo su base annua, al netto delle perdite di rete, con un decremento del 4% circa rispetto all'anno precedente a causa della crisi economica. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 1.032 GW con un incremento del 2,4% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali (88%) e fonti rinnovabili (12%). (Fonte: Energy Information Administration ("EIA"), Annual Energy Outlook 2010).

In particolare, nell'anno 2009, la capacità e la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente a 124 GW e 405 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità idroelettrica (77 GW pari al 62%) ed eolica (32 GW pari al 26%). Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati circa 7 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva corrispondenti ad un incremento del 6% rispetto all'anno precedente nonostante la suddetta crisi (Fonte: EIA, Annual Energy Outlook 2010).

Il Gruppo, sulla base di analisi dei dati di mercato e degli studi di istituti di ricerca indipendenti, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata negli Stati Uniti possa raggiungere i 227 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a 103 GW rispetto al 2009 a un tasso di crescita medio annuo del 6% rispetto al 2009. Secondo Emerging Energy Research (EER) la capacità installata rinnovabile al 2020 negli Stati Uniti sarà pari a circa 295 GW. (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009).

AREA DI ATTIVITÀ IBERIA E AMERICA LATINA

Spagna

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 251 TWh di richiesta di energia su base annua con un decremento del 5% circa rispetto all'anno precedente a causa della crisi economica. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 93 GW con un incremento del 3% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali (49%) e fonti rinnovabili (51%). (Nota: dati riferiti alla Spagna peninsulare. Fonte: Red Electrica de Espana, Balance electrico diario, dicembre 2009; Boletín mensual, dicembre 2009).

In particolare nell'anno 2009 la capacità e la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente a 48 GW e 103,4 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità idroelettrica (17 GW pari al 35%) ed eolica (18 GW pari al 38%). Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati 2,3 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva corrispondenti ad un incremento del 5% rispetto all'anno

precedente, nonostante la suddetta crisi. (Fonte: Red Electrica de Espana, El sistema electrico espanol, Sintesis 2008; Boletin mensual, dicembre 2009).

Il Gruppo, sulla base di analisi proprie e di primari istituti di ricerca, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata in Spagna possa raggiungere i 75 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a un tasso di crescita medio annuo del 5% rispetto al 2009. Secondo Emerging Energy Research (EER) la capacità installata rinnovabile al 2020 in Spagna sarà pari a circa 95 GW. (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009).

Panama

Per l'America centrale ci si concentra in particolare nello stato di Panama, il cui mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 6,5 TWh di richiesta di energia su base annua con un incremento del 5% circa rispetto all'anno precedente. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 1,7 GW con un incremento del 20% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali (53%) e fonti rinnovabili (47%). (Fonte: Centro Nacional de Despacho de Panama).

In particolare nell'anno 2009 la capacità da fonti rinnovabili si attestava a 0,811 GW. La capacità rinnovabile è rappresentata unicamente da capacità idroelettrica. Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati circa 19 MW di capacità rinnovabile aggiuntiva corrispondenti ad un incremento di circa il 2% rispetto all'anno precedente. (Fonte: Centro Nacional de Despacho de Panama).

Il Gruppo, sulla base di analisi proprie e di primari istituti di ricerca, stima che la capacità rinnovabile installata in Panama possa raggiungere 1,5 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a un tasso di crescita medio annuo del 6% rispetto al 2009. (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009).

Cile (SIC)

Il SIC (Sistema Interconnectado Centrale) è il sistema elettrico che alimenta la regione centrale del Cile, di cui fa parte anche Santiago del Cile.

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 39,4 TWh di richiesta di energia su base annua con una leggera tendenza al ribasso rispetto all'anno precedente. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 12 GW con un incremento del 29% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali (57%) e fonti rinnovabili (43%). (Fonte: Comision Nacional de Energia de Chile e Centro de Despacho Economico de Carga – CDEC – SIC “Informe mensual direccion de operacion y peayes).

In particolare, nell'anno 2009 la capacità e la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente a 5,3 GW e 24,6 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità idroelettrica (4,9 GW pari al 94%). Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati 0,2 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva corrispondenti ad un incremento del 3% rispetto all'anno precedente. (Fonte: Comision Nacional de Energia de Chile; Centro de Despacho Economico de Carga).

Il Gruppo, sulla base di analisi proprie e di primari istituti di ricerca, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata in Cile possa raggiungere i 10,9 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a un tasso di crescita medio annuo dell'8% rispetto al 2009. (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009).

Brasile

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 457 TWh di richiesta di energia su base annua con un incremento dello 0,3% rispetto all'anno precedente. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 106 GW con un incremento del 4% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali⁵⁰ (25%) e fonti rinnovabili (75%). (Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico e Agenzia Nazionale Brasiliana per l'Energia Elettrica – Resumo geral dos novos empreendimentos de geração, marzo 2010; Operador Nacional do Sistema Elétrico).

In particolare nell'anno 2009 la capacità e la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente a 79 GW e 445 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità idroelettrica (78,6 GW). Nel corso dell'anno 2009 sono stati installati 1,3 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva rispetto all'anno precedente. (Fonte: Agenzia Nazionale Brasiliana per l'Energia Elettrica – Resumo geral dos novos empreendimentos de geração, marzo 2010; Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Il Gruppo, sulla base di analisi proprie e di primari istituti di ricerca, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata in Brasile possa raggiungere i 135 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a un tasso di crescita medio annuo del 5% rispetto al 2009 (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009).

Messico

Il mercato elettrico nell'anno 2009 può essere stimato in circa 154 TWh di richiesta di energia su base annua con un decremento del 3% rispetto all'anno precedente a causa della crisi economica. La capacità netta installata alla fine dell'anno può essere stimata in 50 GW con un decremento dell'1% rispetto all'anno precedente, ed è costituita da un mix di fonti convenzionali⁵¹ (76%) e fonti rinnovabili (24%). (Fonte: Sistema de Informacion Energetica).

In particolare nell'anno 2009 la capacità e la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili si attestavano rispettivamente a 12 GW e 33 TWh. La capacità rinnovabile è rappresentata prevalentemente da capacità idroelettrica (11 GW pari al 91%) e geotermica (1 GW pari all'8%). (Fonte: Sistema de Informacion Energetica con informacion de CFE y LFC).

Il Gruppo, sulla base di analisi proprie e di primari istituti di ricerca, stima che, in conseguenza delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili e delle particolari forme di incentivo ad esse dedicate, la capacità rinnovabile installata in Messico possa raggiungere i 26,4 GW nell'anno 2019, con un incremento corrispondente a un tasso di crescita medio annuo dell'8% rispetto al 2009 (Fonte: stime Enel su dati EER, Global renewable power generation forecast: 2009-2020, 22 Luglio 2009).

6.3 Fattori eccezionali

Le informazioni riportate ai precedenti paragrafi 6.1 e 6.2 non sono state influenzate da eventi eccezionali, negli esercizi di riferimento.

⁵⁰ L'energia da biomasse è inclusa nelle fonti convenzionali.

⁵¹ L'energia da biomasse è inclusa nelle fonti convenzionali. Viene contabilizzata nelle energie convenzionali anche la capacità installata da produttori esterni alle due principali compagnie (CFE e LFC).

6.4 Eventuale dipendenza dell'Emittente da brevetti o licenze, da contratti industriali, commerciali o finanziari o da nuovi procedimenti di fabbricazione

Alla Data del Prospetto, l'attività del Gruppo non dipende in modo rilevante da marchi, brevetti, licenze o processi di fabbricazione di terzi, ovvero da contratti industriali, commerciali o finanziari, singolarmente considerati.

Si segnala che, alla Data del Prospetto, Enel Green Power e Enel.si hanno in essere con Enel S.p.A finanziamenti a breve termine rientranti nei rispettivi contratti di tesoreria (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1 e Capitolo XIX, paragrafo 19.1 del Prospetto) nonché un contratto di licenza di uso di marchio non esclusiva relativo ad alcuni marchi identificativi del *brand* Enel, che includono, tra l'altro, anche il marchio Enel Green Power, con scadenza al 30 giugno 2015. Inoltre, la Società ha stipulato con Enel contratti di licenza di brevetti. (*Cfr.* Sezione I, Capitolo XI, Paragrafo 11.2).

6.5 Fonti delle dichiarazioni dell'Emittente sulla posizione competitiva

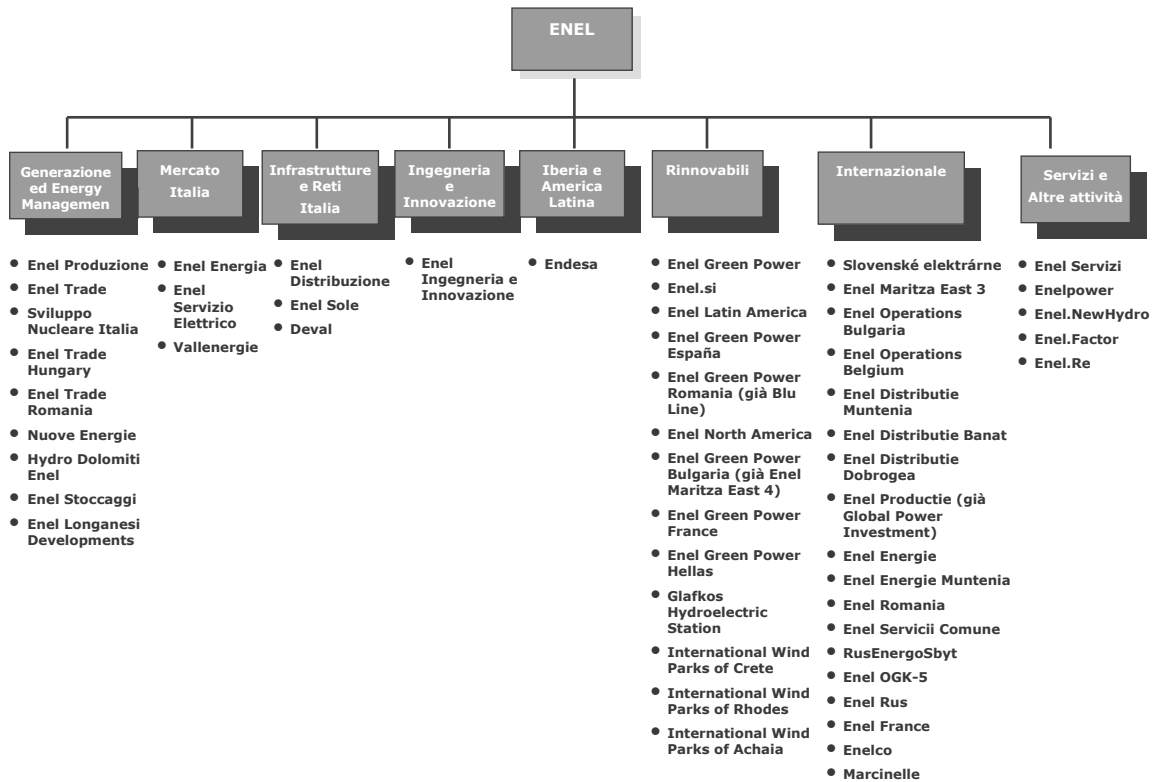
Il posizionamento competitivo dell'Emittente è stato stimato dal *management* della Società sulla base delle fonti indicate nella Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.2.

CAPITOLO VII – STRUTTURA ORGANIZZATIVA

7.1 Descrizione del gruppo cui appartiene l’Emittente

L’Emittente fa parte del Gruppo Enel.

Si riporta di seguito la rappresentazione grafica sintetica del Gruppo Enel a cui fa capo l’Emittente, alla Data del Prospetto Informativo.



Alla Data del Prospetto Informativo, Enel Green Power e le società dalla stessa controllate sono soggette ad attività di direzione e coordinamento di Enel ai sensi dell’art. 2497 del Codice Civile. Le disposizioni del Capo IX del Titolo V del Libro V del Codice Civile (artt. 2497 e ss.) prevedono, tra l’altro: (i) una responsabilità diretta della società che esercita attività di direzione e coordinamento nei confronti dei soci e dei creditori sociali delle società soggette alla direzione e coordinamento (nel caso in cui la società che esercita tale attività – agendo nell’interesse imprenditoriale proprio o altrui in violazione dei principi di corretta gestione societaria e imprenditoriale delle società medesime – arrechi pregiudizio alla redditività e al valore della partecipazione sociale ovvero cagioni, nei confronti dei creditori sociali, una lesione all’integrità del patrimonio della società); (ii) una responsabilità degli amministratori della società oggetto di direzione e coordinamento, che omettano di porre in essere gli adempimenti pubblicitari di cui all’art. 2497-bis del Codice Civile, per i danni che la mancata conoscenza di tali fatti rechi ai soci o a terzi.

Di seguito, sono descritte le principali iniziative attraverso cui Enel esercita, alla Data del Prospetto, l'attività di direzione e coordinamento sulle proprie società controllate e, in particolare, attraverso cui la capogruppo Enel esercita tale attività nei confronti di Enel Green Power e delle società dalla stessa controllate:

- **Comunicazione delle informazioni privilegiate.** Per consentire a Enel di adempiere agli obblighi di informativa al pubblico e agli obblighi di comunicazione al pubblico e alla Consob previsti dalle norme di legge e di regolamento applicabili, Enel Green Power trasmette tempestivamente alla capogruppo Enel le informazioni, non pubbliche, che potrebbero influire in modo sensibile sui prezzi delle azioni Enel.
- **Comunicazione delle informazioni contabili.** Per la redazione del bilancio consolidato e delle situazioni consolidate infrannuali di Enel, la Società riporta periodicamente alla capogruppo i dati di bilancio e le situazioni infrannuali. A tale fine, Enel impartisce alle proprie controllate istruzioni che consentono di assicurare una tempestiva e corretta informativa, nonché una coerente applicazione dei principi contabili per l'intero Gruppo Enel.
- **Autonomia commerciale.** Enel Green Power genera ricavi in via autonoma svolgendo la propria attività, vendendo l'energia prodotta e offrendo i propri servizi come descritto nella Sezione Prima, Capitolo VI del Prospetto a clienti indipendenti con i quali ha piena e autonoma capacità negoziale. La segmentazione della clientela del Gruppo è infatti prevalentemente rappresentata da grandi clienti quali il Gestore del Mercato Elettrico, il Gestore del Servizio Elettrico, l'Acquirente Unico oltre che *utilities* locali.
- **Redazione del budget e del piano industriale di gruppo e delle controllate.** La procedura per la redazione del *budget* e del piano industriale consolidati di Enel prevede che:
 - (i) la capogruppo Enel invii alle proprie società controllate le istruzioni, le assunzioni di piano e il calendario per la predisposizione del quadro strategico, del *budget* e del piano industriale;
 - (ii) le società controllate, tra cui l'Emittente, vaghino le ipotesi di sviluppo del piano coerentemente con le assunzioni e forniscano a Enel informazioni di piano, tra cui quelle relative a investimenti, EBITDA e dati operativi;
 - (iii) Enel, sentite le proprie controllate, tra cui l'Emittente, definisca gli obiettivi di piano e di *budget* per ciascuna società controllata;
 - (iv) Enel definisca e approvi il piano industriale e *budget* di gruppo.
- **Controllo di gestione e comunicazione delle informazioni gestionali.** Per la redazione di situazioni gestionali consolidate di Enel, le società del Gruppo Enel riportano alla capogruppo, periodicamente, i propri dati gestionali. A tale fine, Enel impartisce alle proprie controllate istruzioni che consentono di assicurare un'informativa coerente per l'intero gruppo.
- **Servizi finanziari accentrati.** Enel svolge nei confronti delle proprie controllate, ivi inclusa Enel Green Power ed Enel.si, la gestione accentrata della tesoreria (*cash pooling*), dei servizi di pagamento, dei crediti di firma, nonché del rischio di cambio e tassi d'interesse (Cfr. Sezione Prima, Capitolo X e Capitolo XIX).
- **Centrale di acquisto.** Enel ha adottato procedure di gruppo per gli acquisti centralizzati di beni e servizi di consumo. Enel Green Power ha piena autonomia per gli acquisti di tecnologie specifiche per lo svolgimento della propria attività.

- **Altri servizi accentrati.** Enel coordina le attività dei servizi legali e societari, di pianificazione strategica, di relazioni esterne e di gestione del personale per il Gruppo.
- **Formazione e funzionamento dei consigli di amministrazione.** Enel ha adottato delle direttive per la formazione (numero consiglieri, composizione consiglio, procedura per la designazione delle nomine) e il funzionamento (condotta, frequenza delle riunioni, regolamento, *governance*, informativa, procedura per la designazione delle nomine, materie riservate alla competenza del consiglio, schema delle deleghe) dei consigli di amministrazione delle società controllate, ivi incluso l'Emittente.

A seguito dell'ammissione a quotazione delle azioni Enel Green Power, è previsto che Enel continui a esercitare il controllo *ex art.* 93 del Testo Unico e a esercitare attività di direzione e coordinamento nei confronti dell'Emittente e delle società dalla stessa controllate. A parere della Società, la stessa e le proprie controllate benché soggette alla direzione e coordinamento di Enel, eserciteranno la propria attività con autonomia gestionale, generando ricavi dalla propria clientela e utilizzando competenze, tecnologie, risorse umane e finanziarie proprie (fermo restando quanto indicato nella Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.4, Capitolo X, XI, XIX del Prospetto).

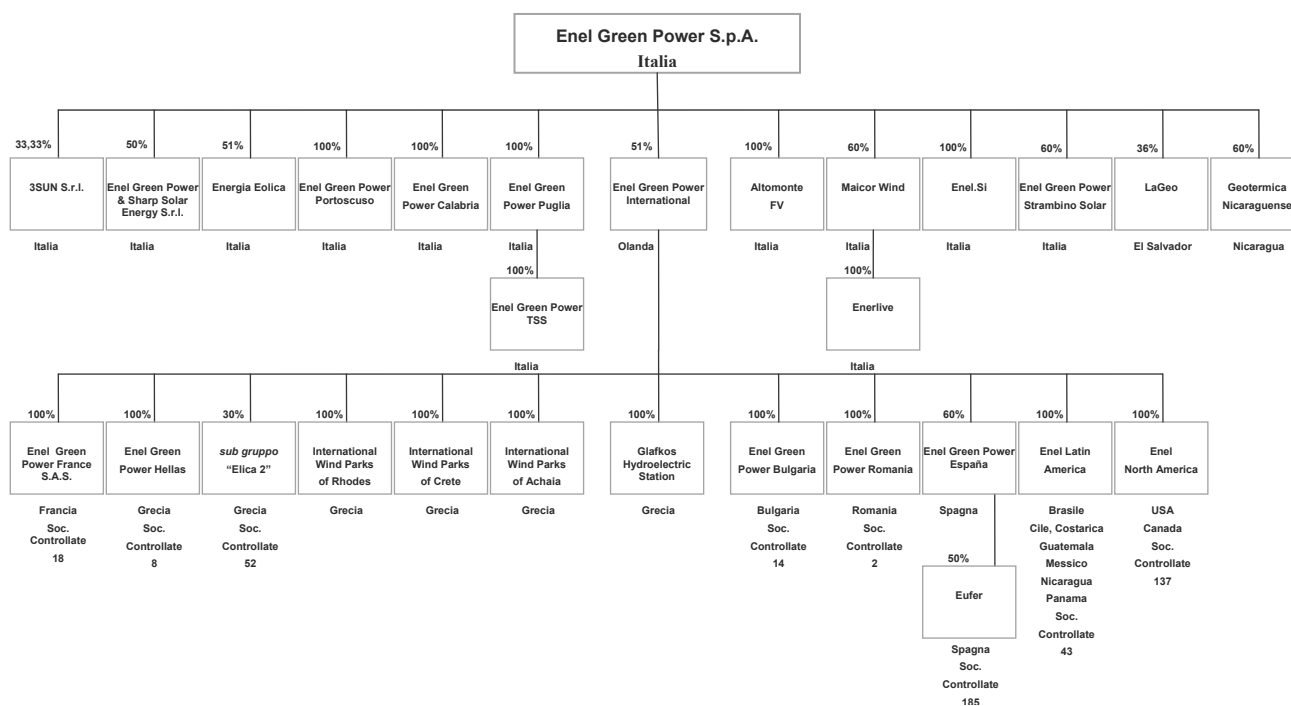
Di seguito, sono descritti i rapporti tra Enel e Enel Green Power, successivamente all'ammissione a quotazione delle azioni dell'Emittente.

- **Comunicazione delle informazioni privilegiate.** Enel Green Power sarà responsabile e tenuta a ottemperare in via autonoma agli obblighi di informativa, continuativa e periodica, nei confronti del pubblico e della Consob, fermo restando il rispetto degli obblighi informativi nei confronti della capogruppo Enel, come previsto dalle norme di legge e di regolamento vigenti.
- **Comunicazione delle informazioni contabili.** Enel Green Power continuerà a riportare periodicamente alla capogruppo Enel i dati di bilancio e le situazioni infrannuali, al fine di permettere a quest'ultima di predisporre le proprie situazioni contabili consolidate.
- **Autonomia commerciale.** Enel Green Power genererà i ricavi in via autonoma svolgendo la propria attività, vendendo l'energia prodotta e offrendo i propri servizi, come descritto nella Sezione Prima, Capito VI del Prospetto, a clienti indipendenti con i quali ha piena e autonoma capacità negoziale. La segmentazione della clientela del Gruppo è infatti prevalentemente rappresentata da grandi clienti quali il Gestore del Mercato Elettrico, il Gestore del Servizio Elettrico, l'Acquirente Unico oltre che *utilities* locali.
- **Redazione del budget e del piano industriale di gruppo e delle controllate.** Enel Green Power predisporrà il proprio *budget* e piano industriale in modo autonomo, continuando a coordinarsi con la capogruppo Enel, al fine di permettere a quest'ultima di redigere il *budget* e piano industriale di gruppo e di assicurarne la coerenza con gli obiettivi del Gruppo Enel. Il coordinamento da parte di Enel si sostanzierà nella trasmissione delle linee guida a Enel Green Power ai soli fini (i) di rispetto dei *covenant* finanziari in capo a Enel e (ii) della condivisione degli scenari macroeconomici e di mercato di Gruppo, in coerenza con la necessità di consolidamento del piano di Gruppo; a tal fine, Enel supporterà Enel Green Power nella definizione degli scenari macroeconomici e di mercato.
- **Controllo di gestione e comunicazione delle informazioni gestionali.** Enel Green Power avrà in essere un comitato per il controllo interno nell'ambito del consiglio d'amministrazione e nominato il responsabile del controllo interno. Il comitato per il controllo interno sarà composto da soli amministratori indipendenti.

- **Servizi finanziari accentrati.** Enel Green Power continuerà ad avvalersi dei servizi di gestione accentrata della tesoreria (*cash pooling*) per l'Emittente nonché dei servizi di pagamento, dei crediti di firma, nonché del rischio di cambio e tassi d'interesse. Il rapporto di tesoreria accentrata (*cash pooling*) tra Enel ed Enel.si sarà estinto e le relative posizioni attive e passive nei confronti del Gruppo Enel saranno rimborsate. (Cfr. Sezione Prima, Capitolo X e Capitolo XIX del Prospetto).
- **Centrale di acquisto.** Ferme restando le procedure di Enel per gli acquisti centralizzati di beni e servizi di consumo, Enel Green Power e le società dalla stessa controllate avranno piena autonomia negli acquisti.
- **Altri servizi accentrati.** Enel Green Power continuerà ad avvalersi dei servizi di coordinamento da parte di Enel delle attività dei servizi legali e societari, di pianificazione strategica, di relazioni esterne e di gestione del personale per il Gruppo. (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XIX del Prospetto).
- **Remunerazione.** Enel Green Power avrà in essere, nell'ambito del Consiglio di Amministrazione, il Comitato per la Remunerazione con funzioni propositive, ai fini della determinazione, tra l'altro, della remunerazione dell'Amministratore Delegato.
- **Corporate Governance.** Enel Green Power adotterà un sistema di *corporate governance* e controllo di gestione pienamente rispondente alle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e in linea con la migliore prassi delle società quotate sul MTA. A tal fine, l'Emittente sarà dotato, tra l'altro, di proprie direzioni finanza, affari legali e *investor relation*.

7.2 Descrizione delle società del Gruppo

Il diagramma che segue offre una visione d'insieme della struttura del Gruppo alla Data del Prospetto Informativo:



Nella seguente tabella sono elencate le principali società controllate direttamente e indirettamente da Enel Green Power alla Data del Prospetto:

Denominazione	Sede	Valuta Capitale Sociale	Capitale Sociale	Azionista	Partecipazione (%)
Enel Green Power España S.L.	Sevilla (Spagna)	Euro	11.152,74	Enel Green Power International B.V. Endesa Generación S.A. ⁽¹⁾	60% 40%
Enel Brasil Participacoes Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Real Brasiliano	419.400.000	Enel Latin America B.V. Enel Green Power International B.V.	99,99% 0,01%
Enel de Costa Rica S.A.	San José Costarica	Dollaro	27.500.000	Enel Latin America B.V.	100%
Enel Fortuna S.A.	Panama (Repubblica di Panama)	Dollaro	100.000.000	Enel Panama S.A. Gouvernement of Panama ⁽²⁾ Dipendenti di Enel Fortuna	50,06% 49,913% 0,032%
EGP Padoma Holding Company Inc.	Wilmington (U.S.A.)	Dollaro	1.000	Enel North America Inc.	100%
Enel Green Power Romania S.r.l. (già Blue Line Impex S.r.l.)	Sat Rusu de Sus Nusenii (Romania)	RON	128.000.000	Enel Green Power International B.V.	100%
Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Quetzal guatemalteco	5.000	Enel Latin America B.V. Enel Green Power International B.V.	98% 2%
Enel Green Power France S.A.S. (già Enel Erelis)	Lione (Francia)	Euro	60.200.000	Enel Green Power International B.V.	100%
Enel Latin America (Chile) Ltda	Santiago (Cile)	Peso cileno	15.414.240.752	Energia Alerce Ltda Hydromac Energy B.V.	99,99% 0,01%
Enel.si S.r.l.	Roma	Euro	5.000.000	Enel Green Power S.p.A.	100%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia (Bulgaria)	Leva	35.231.000	Enel Green Power International B.V.	100%
Enel Green Power Hellas S.A.	Maroussi (Grecia)	Euro	2.060.000	Enel Green Power International B.V.	100%
Enel Green Power International B.V.	Amsterdam (Olanda)	Euro	244.532.298	Enel Green Power S.p.A.	100%
Enel Latin America B.V.	Amsterdam (Olanda)	Euro	244.450.298	Enel Green Power International B.V.	100%
Enel North America Inc.	Wilmington (U.S.A.)	Dollaro	50	Enel Green Power International B.V.	100%
Enel Panama S.A. (già Americas Generation Corporation)	Panama (Repubblica di Panama)	Dollaro	3.000	Enel Latin America B.V.	100%
Energia Alerce Ltda	Santiago (Cile)	Peso cileno	1.000.000	Hydromac Energy B.V. Enel Green Power International B.V.	99,90% 0,10%
Energia Global Operaciones S.A.	San José (Costarica)	Colon del Costarica	10.000	Enel de Costarica S.A.	100%
Geotermica Nicaraguense S.A. ⁽³⁾	Managua (Nicaragua)	Cordoba oro	92.050.000	Enel Green Power S.p.A. LaGeo S.A. de CV	60% 40%
Energia Global de Mexico (ENERMEX) S.A. de C.V.	Città del Messico (Messico)	Peso messicano	50.000	Enel Latin America B.V. Servicio Occidental de México Somex, S.A. de CV	99% 1%
Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de cv	Città del Messico (Messico)	Peso messicano	308.628.665	Enel Latin America B.V. Enel Green Power International B.V.	99,99% 0,01%
International Wind Power S.A.	Maroussi (Grecia)	Euro	6.615.300	Enel Green Power Hellas S.A.	100%

Denominazione	Sede	Valuta Capitale Sociale	Capitale Sociale	Azionista	Partecipazione (%)
International Wind Parks of Thrace S.A.	Maroussi (Grecia)	Euro	10.455.000	Enel Green Power Hellas S.A.	100%
Renovables de Guatemala S.A.	Guatemala	Quetzal guatemalteco	1.924.465.600	Enel Green Power S.p.A. Enel Latin America B.V. Simest S.p.A. Enel Guatemala S.A.	51% 42,83% 6,16% 0,01%

- (1) In base agli accordi tra l'Emittente ed Endesa Generación S.A., ciascuna delle parti designa un numero di amministratori proporzionale alla propria partecipazione nella società; il piano industriale di Enel Green Power España, ovvero eventuali modifiche da apportare allo stesso, devono essere approvati dal Consiglio di Amministrazione a maggioranza rinforzata di 2/3. In caso di stallo, le determinazioni relative al piano industriale sono demandate alla competenza dell'assemblea ordinaria, che delibera a maggioranza semplice. Gli accordi non conferiscono opzioni di tipo *put* o *call* alle parti e non contengono pattuizioni in merito al trasferimento delle partecipazioni.
- (2) Ai sensi dello statuto sociale di Enel Fortuna S.A., per l'approvazione delle seguenti principali materie è richiesto il voto favorevole del Governo del Panama: (i) modifica allo statuto; (ii) approvazione di fusioni e scissioni (ad esclusione di operazioni infragruppo) e (iii) approvazione della liquidazione della società (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2.3 del Prospetto).
- (3) L'atto costitutivo di Geotermica Nicaraguense riconosce agli azionisti un diritto di prelazione nell'eventualità di vendite di azioni della medesima da parte dell'altro socio (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2.3 del Prospetto).

L'Emittente ha adottato le misure atte a rispettare le previsioni di cui all'art. 36 del Regolamento Mercati adottato con delibera della Consob n. 16191 del 29 ottobre 2007. In particolare, l'Emittente (i) mette a disposizione del pubblico le situazioni contabili predisposte ai fini della redazione del bilancio consolidato delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea aventi significativa rilevanza; (ii) ha acquisito dalle suddette società lo statuto, nonché la composizione e i poteri degli organi sociali; e (iii) ha accertato che tali società forniscano alla Società di Revisione le informazioni a questa necessarie per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali dello stesso Emittente e dispongano di un sistema amministrativo-contabile idoneo a far pervenire regolarmente alla direzione di Enel Green Power e alla Società di Revisione i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del bilancio consolidato.

CAPITOLO VIII – IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

8.1 Immobilizzazioni materiali esistenti o previste

Immobili in proprietà

La tabella che segue riporta le informazioni relative ai principali immobili di proprietà del Gruppo al 30 giugno 2010, costituiti da impianti per la produzione di energia elettrica, con indicazione per ciascuno di essi dell'ubicazione:

Stato/ Regione	Comune	Denominazione	Società del Gruppo	Tipologia di impianto	
ITALIA					
Abruzzo	Balsorano	BALSORANO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Morino	MORINO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Alanno	ALANNO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Bolognano	BOLOGNANO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Tocco da casauria	PESCARA I	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Chieti	TRIANO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Montelapiano	VILLA S.MARIA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Calabria	San Basile	COSCILE I	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Emilia Romagna	Monticelli d'ongina	ISOLA SERAFINI	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Lazio	Tivoli	ACQUORIA S.GIOV.	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Roma	CASTEL GIUBILEO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Fara in sabina	FARFA I	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Nazzano	NAZZANO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Gallese	PONTE FELICE	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Lombardia	Piateda	BOFFETTO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico
		Sondrio	MALLERO I	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico
Somma Lombardo		PORTO DELLA TORRE	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Villa di tirano		POSCHIAVINO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Vizzola ticino		VIZZOLA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Dervio		CORENNO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Trezzo sull'Adda		TREZZO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Piateda		BOFFETTO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Sondrio		MALLERO I	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Somma Lombardo		PORTO DELLA TORRE	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Villa di tirano		POSCHIAVINO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Vizzola ticino		VIZZOLA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Molise		Frosolone	ACQUASPRUZZA 1	Enel Green Power S.p.A.	Eolico
			Ampliamento Frosolone	Enel Green Power S.p.A.	Eolico
	Vastogirardi	MONTARONE 2	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Roccamandolfi	SERRA CHIAPPONI	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Piemonte	Bardonecchia	BARDONECCHIA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico
ROCHEMOLLES					
Pietraporzio		PIETRAPORZIO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Vinadio		VINADIO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Castagneto po		CIMENA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Dronero		DRONERO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Canosio		PONTE MARMORA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
San damiano macra		SAN DAMIANO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Sanfront		SANFRONT	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Domodossola		CALICE	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
Crevoladossola		CREVOLA DIVERIA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	

Stato/ Regione	Comune	Denominazione	Società del Gruppo	Tipologia di impianto	
Sardegna	Crevoladossola	CREVOLA TOCE	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Pieve Vergonte	PIEVE VERGONTE II	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Varzo	VARZO CAIRASCA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Varzo	VARZO II DIVERIA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Sassari	NUOVA ALTANURRA	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Tula	SA TURRINA MANNA	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
			SEDINI	Enel Green Power S.p.A.	Eolico
Sicilia		TULA 2.	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Sedini	LITTIGHEDDU	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Carlentini	CARLENTINI 2	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Caltavuturo	CONTRADA COLLA	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Caltavuturo Valledolmo	CONTRADA CORVO – COZZO MITURRO	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
Toscana	Montemaggiore Belsito	COZZO VALLEFONDI 1	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Gangi	MONTE ZIMMARA	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Nicosia	SERRA MARROCCO	Enel Green Power S.p.A.	Eolico	
	Lucca	VINCHIANA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Pomarance	NUOVA GABBRO	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Castelnuovo Val di Cecina	NUOVA CASTELNUOVO	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Pomarance	NUOVA LARDERELLO	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Pomarance	VALLE SECOLO gr. 1	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Pomarance	VALLE SECOLO gr. 2	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Pomarance	FARINELLO	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Castelnuovo Val di Cecina	SELVA 1	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Radicondoli	SESTA 1	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Pomarance	NUOVA LAGONI ROSSI	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Castelnuovo Val di Cecina	CORNIA 2	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Castelnuovo Val di Cecina	NUOVA MOLINETTO	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Montieri	TRAVALE 3	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Montieri	TRAVALE 4	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Monterotondo	CARBOLI 1	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Monterotondo	CARBOLI 2	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Castelnuovo Val di Cecina	NUOVA SASSO	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
			SASSO 2	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico
	Pomarance	NUOVA SERRAZZANO	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Monteverdi	MONTEVERDI 1	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Monteverdi	MONTEVERDI 2	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Castelnuovo Val di Cecina	LE PRATA	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Monterotondo	NUOVA SAN MARTINO	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Radicondoli	PIANACCE	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Radicondoli	RANCIA 1	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Radicondoli	RANCIA 2	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Radicondoli	NUOVA RADICONDOLI	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Santa Fiora	BAGNORE 3	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
	Piancastagnaio	PIANCASTAGNAIO 3	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico	
Piancastagnaio	PIANCASTAGNAIO 4	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico		
Piancastagnaio	PIANCASTAGNAIO 5	Enel Green Power S.p.A.	Geotermico		
Veneto	Quero	QUERO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	San Giovanni Lupatoto	SORIO NUOVA	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	
	Zevio	ZEVIO	Enel Green Power S.p.A.	Idroelettrico	

Stato/ Regione	Comune	Denominazione	Società del Gruppo	Tipologia di impianto
GRECIA				
Macedonia Orientale e Tracia	Kehros	Aspri Petra Wind Park	Wind Parks of Thrace S.A.	Eolico
	Alexandroupolis	Soros Wind Park	Wind Parks of Thrace S.A.	Eolico
	Kehros	Geraki	International Wind of Thrace S.A.	Eolico
	Kehros	Monastiri II	International Wind of Thrace S.A.	Eolico
Peloponneso	Kalavryta	Lithos	International Wind Parks of Achaia S.A.	Eolico
Rodi	Afantos	Koutsoutis	International Wind of Rhodes S.A.	Eolico
FRANCIA				
Champagne-Ardennes		Vallee D'Arce	Enel Green Power France S.A.S.	Eolico
		Pannece	Enel Green Power France S.A.S.	Eolico
Champagne-Ardennes		Les Eparmonts	Enel Green Power France S.A.S.	Eolico
BULGARIA				
		Kamen Bryag	EGP Bulgaria EAD (già Enel Maritza)	Eolico
		Shabla	EGP Bulgaria EAD (già Enel Maritza)	Eolico
CANADA				
Quebec	St. Felicien	St. Felicien Cogeneration ⁵²	Società de Cogeneration de St. Felicien, L.P.	Biomasse
Newfoundland	St. Laurence	NeWind	Enel Atlantic Canada L.P.	Eolico
STATI UNITI D'AMERICA				
Nevada	Fallon	Salt Wells	Enel Salt Wells, L.L.C.	Geotermico
Nevada	Fallon	Stillwater New	Enel Stillwater, L.L.C.	Geotermico
Massachusetts	Lowell	Boott	Boott Hydropower, Inc.	Idroelettrico
Massachusetts	Lawrence	Lawrence	Lawrence Hydroelectric Associates	Idroelettrico
New York	Plattsburgh	Lower Saranac	Lower Saranac Hydro Partners, L.P.	Idroelettrico
Vermont	Sheldon Springs	Sheldon Springs	Sheldon Springs Hydro Associates, L.P.	Idroelettrico
West Virginia	Summersville	Summersville ⁵³	Gauley River Power Partners, L.P.	Idroelettrico
Washington	North Bend	Twin Falls	Twin Falls Hydro Associates, L.P.	Idroelettrico
New York	Cazenovia	Fenner	Canastota Windpower L.L.C.	Eolico
Minnesota	Hendricks	Minnesota Wind	CHI Minnesota Wind, L.L.C.	Eolico

⁵² Al 30 giugno 2010, su tale impianto insiste una garanzia reale a favore di un contratto di finanziamento per l'importo residuo di USD 27.754.087, concesso da Caisse de Depot et Placements du Quebec, Sun Life Financial, Banque Lauretienne du Canada, con scadenza al 1° settembre 2024.

⁵³ Al 30 giugno 2010, su tale impianto insiste una garanzia reale a favore di un contratto di finanziamento per l'importo residuo di USD 40.851.000, concesso da NY Life Insurance Company & NY Life Insurance and Annuity Corporation, con scadenza al 30 dicembre 2026.

Stato/ Regione	Comune	Denominazione	Società del Gruppo	Tipologia di impianto
Kansas	Lincoln	Smoky I	Smoky Hills Wind Farm, L.L.C.	Eolico
Texas	Hermleigh	Snyder – Texas	Snyder Wind Farm, L.L.C.	Eolico
Kansas	Lincoln	Smoky II	Smoky Hills Wind Project II, L.L.C.	Eolico
SPAGNA				
	Cabana de Bergantiños (La Coruña)	Aldeavieja	Enel Union Fenosa Renovables, S.A.	Eolico
	Porto do Son y Pobra do Caramiñal (La Coruña).	Barbanza	Parque Eólico de Barbanza, S.A.	Eolico
	Asturias	Belmonte	Barbao, S.A.	Eolico
	Guadalajara	Caldereros	Energías Especiales Montes Castellanos, S.L.	Eolico
	Toques (La Coruña)	Careón	Energías Especiales de Careon, S.A.	Eolico
	Lugo	Casa	EUFER Renovables Ibéricas 2004 S.A.	Eolico
	Coristanco (La Coruña)	Castelo	Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.	Eolico
		Codesas	EUFER Renovables Ibéricas 2004, S.A.	Eolico
	A Coruña	Coriscada	Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira, S.A.	Eolico
	A Coruña	Corzán	Energías Especiales del Noroeste, S.A.	Eolico
	Silleda o A Estrada (Pontevedra)	Couto de San Sebastián	Energías Renovables Montes De San Sebastián, S.L.	Eolico
	Camariñas (La Coruña)	Do Vilán		Eolico
	Pradell de la Teixete o L'Argentera (Tarragona)	Enderrocada	Societat Eólica de la Enderrocada, S.A.	Eolico
	León	Enerbierzo	Energías Especiales de Bierzo, S.A.	Eolico
	Chinchilla de Montearagón (Albacete)	La Losilla	EUFER Renovables Ibéricas 2004, S.A.	Eolico
	Tartanedo (Guadalajara)	Loma Gorda	Parque Eólico de Cabo Vilano, S.L.	Eolico
	Ciudad Real	Malagón I	EUFER Renovables Ibéricas 2004 S.A.	Eolico
	Ciudad Real	Malagón II y Los Cortijos	EUFER Renovables Ibéricas 2004 S.A.	Eolico
	Malpica de Bergantiños (La Coruña)	Malpica	Parque Eólico De Malpica, S.A.	Eolico
	Pontevedra	Minihidros Arrendadas	EUFER	Idroelettrico
	Las Navas del Marqués (Ávila)	Navas del Marqués	Parque Eólico Montes de las Navas, S.A.	Eolico
	Valdoviño o Narón (La Coruña)	Novo	Energías Ambientales de Novo, S.A.	Eolico
	Friol (Lugo)	Peña Armada	Energías Especiales De Peña Armada, S.A.	Eolico
	Castilla y La Mancha	Pena del Gato	Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.	Eolico

Stato/ Regione	Comune	Denominazione	Società del Gruppo	Tipologia di impianto
	A Coruña	Pena Forcada	Energías Especiales del Noroeste, S.A.	Eolico
	A Coruña	San Andrés	Parque Eólico de San Andres, S.A.	Eolico
	Tartanedo (Guadalajara)	San Gil	Parque Eólico de Cabo Vilano, S.L.	Eolico
	Albacete	Sierra de la Oliva	EUFER Renovables Ibéricas 2004, S.A.	Eolico
	Cabana de Bergantiños (La Coruña)	Silvaredonda	EUFER Renovables Ibéricas 2004, S.A.	Eolico
	A Coruña	Somozas	Energías Ambientales de Somozas S.A.	Eolico
	Xermade (Lugo) o Monfero (La Coruña)	Sotavento	Sotavento Galicia, S.A.	Eolico
	A Coruña	Valdepero	EUFER Renovables Ibéricas 2004 S.A.	Eolico
	Vimianzo (La Coruña)	Vimianzo	Energías Ambientales de Vimianzo, S.A.	Eolico
	Tarifa (Cádiz)	EEE	Sociedad Eólica De Andalucía, S.A.	Eolico
	Tarifa (Cádiz)	Pesur	Sociedad Eólica De Andalucía, S.A.	Eolico
	Tarifa (Cádiz)	Los Lances	Sociedad Eólica Los Lances, S.A.	Eolico
	La Muela (Zaragoza)	La Muela II	Eólica Valle Del Ebro, S.A.	Eolico
	La Muela (Zaragoza)	La Muela III	Eólica Valle Del Ebro, S.A.	Eolico
	Escucha (Teruel)	Escucha – Sant Just	Explotaciones Eólicas De Escucha, S.A.	Eolico
	Cuevas de Almodén (Teruel)	El puerto – Trinidad	Explotaciones Eólicas El Puerto, S.A.	Eolico
	Sestrica (Zaragoza)	“Sierra de la Virgen” e “Sestrica”	Explotaciones Eólicas Sierra De La Virgen, S.A.	Eolico
	Almodévar (Huesca)	“Saso plano”, “Punta del Mirallo” e “Valcorbera”	Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	Eolico
	Teruel	Sierra costera	Explotaciones Eólicas Sierra Costera, S.A.	Eolico
	Sestrica (Zaragoza)	P.E. Almarén	Explotaciones Eólicas Sierra De La Virgen, S.A.	Eolico
	Fuerteventura	Cañada la Barca	Eólicas De Fuerteventura, A.I.E.	Eolico
	Arico (Tenerife)	Arico I e II	Parque Eólico Finca De Mogán, S.A.	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Oncala	Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	Eolico

Stato/ Regione	Comune	Denominazione	Società del Gruppo	Tipologia di impianto
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Magaña	Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Castilfrío	Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	El Cayo	Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Altos de Cartagena	Parque Eólico Monte De Las Navas, S.A.	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Sierra del Madero I	Parque Eólico Sierra Del Madero, S.A.	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Sierra del Madero II	Parque Eólico Sierra Del Madero, S.A.	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Sierra del Cortado	Parque Eólico Sierra Del Madero, S.A.	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Aldehuelas	Explotaciones Eólicas De Aldehuelas	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Cantiruela	Productor Regional De Energías Renovables	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Las Pargas	Productor Regional De Energías Renovables	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Casillas I	Proyectos Eólicos Valencianos, S.A.	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Casillas II	Proyectos Eólicos Valencianos, S.A.	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Capelada I	Parque Eólico de A Capelada, A.I.E.	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Capelada II	Parque Eólico de A Capelada, A.I.E.	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Touriñán IV	Serra Do Moncoso-Cambás, S.L.	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Barbanza I	Parque Eólico De Barbanza, S.A.	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Faladoira	Enel Green Power España	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Coto teixido	Enel Green Power España	Eolico
	Oncala, Valtajeros, Villar del Río, San Pedro	Leboreiro	Enel Green Power España	Eolico
	Manrique, Castilfrío de la Sierra, Carrascosa de la Sierra (Soria)	Pena ventosa	Enel Green Power España	Eolico

Stato/ Regione	Comune	Denominazione	Società del Gruppo	Tipologia di impianto
	O Vicedo, Viveiro (Lugo)	Chan do Tenón	Enel Green Power España	Eolico
	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Enemansa	Energías de la Mancha, S.A.	Biomasse
	Son Reus, Palma de Mallorca.	Tirme	Tirme, S.A.	Biomasse
	Almussafes (Valencia)	Asen Ford	Almussafes Servicios Energéticos, S.L.	Cogenerazione
	Panticosa (Huesca)	Easa – El Pueyo	Easa II, S.L.	Idroelettrico
	Vélez de Benaudalla (Granada)	Izbor	Easa II, S.L.	Idroelettrico
	San Roque (Cádiz)	Guadarranque	Enel Green Power España	Solare
	Énix (Almería)	Enix	Parque Eólico de Enix, S.A.	Eolico
	Teba y Campillos (Málaga)	Menaute	Enel Green Power España	Eolico
	Valdesamario, Riello y Villagatón (León)	Valdesamario	EE Alto Ulla, S.A.	Eolico
PORTOGALLO				
	Melgaço, Monção, Paredes de Coura y Valença	Alto Minho	Finerge	Eolico
	Vila Pouca de Aguiar	Alvao I y II	Finerge	Eolico
	Resende	Lagoa D. Joao	Finerge	Eolico
	Caminha	Serra Arga I	Finerge	Eolico
	Montalegre	Montalegre (Terra Fria)	Eneop, S.A.	Eolico
	Montalegre	Facho Colmeia	Eneop, S.A.	Eolico
GUATEMALA				
Quetzaltenango	Santa María Zunil	EL CANADÁ	Generadora de Occidente, Limitada	Idroelettrico
Quetzaltenango	Santa María Zunil	MONTECRISTO	Generadora Montecristo, Sociedad Anonima	Idroelettrico
Baja Verapaz,	San Jerónimo Salamá	MATANZAS/ SAN ISIDRO	Tecnoguat, Sociedad Anonima	Idroelettrico
EL SALVADOR				
San Salvador	Nueva San Salvador	LAGEO	LaGEO, Sociedad Anónima de capital variable	Geotermico
COSTA RICA				
Tilarán	Guanacaste	TIERRAS MORENAS	Molinos de Viento del Arenal S.A.	Eolico
PANAMA				
Chiriquí	Chiriquí	FORTUNA ⁵⁴	Enel Fortuna, S.A.	Idroelettrico
MESSICO				
Jalisco	ALTAMIRANO	CHILATAN	Proveedora de electricidad de Occidente, S de R. L. de C. V.	Idroelettrico

⁵⁴ Al 30 giugno 2010, su tale impianto insiste una garanzia reale connessa al prestito obbligazionario emesso da Enel Fortuna, S.A. con scadenza al 16 dicembre 2013, con importo residuo di USD 78,02 milioni.

Stato/ Regione	Comune	Denominazione	Società del Gruppo	Tipologia di impianto
Guerrero,	COLIMA	EL GALLO	Mexicana de Hidroelectricidad Mexidro, S. de R. L. de C. V.	Idroelettrico
BRASILE				
Mato Grosso	Chapada dos Guimarães	CASCA III	APIACÁS ENERGIA S.A.	Idroelettrico
Tocantins	Dianopolis	AGROTRAFO	SOCIBE ENERGIA S.A.	Idroelettrico
Tocantins	Monte do Carmo	ISAMU IKEDA	ISAMU IKEDA ENERGIA S.A.	Idroelettrico
CILE				
De Los Rios	Valdivia	PULLINQUE – PANGUIPULLI	EMPRESA ELECTRICA PANGUIPULLI S.A.	Idroelettrico
De Los Lagos	Osorno/Rio Bueno	PILIMAIQUEN – PUYEHUE	EMPRESA ELECTRICA PUYEHUE S.A.	Idroelettrico

Alla Data del Prospetto non sono previste immobilizzazioni materiali ulteriori rispetto a quelle indicate nella Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.2.3, Investimenti futuri, del Prospetto.

Beni immobili in uso

Alla Data del Prospetto, inoltre, l'Emittente ha la disponibilità di beni immobili, attraverso contratti di *global service* nonché attraverso contratti di locazione commerciale all'estero.

Con particolare riguardo ai beni immobili di cui l'Emittente ha la disponibilità in Italia, tra i quali gli uffici attraverso i quali opera, si segnala che Enel Green Power e Enel.si hanno stipulato con la società Enel Servizi S.r.l., interamente controllata da Enel, un contratto avente per oggetto la fornitura di *global service* per la fornitura, l'allestimento, la manutenzione e la gestione operativa di spazi attrezzati, in uso anche parziale di Enel Green Power e Enel.si, di proprietà della medesima Enel Servizi o di terzi (Cfr: Sezione Prima, Capitolo XIX, Paragrafo 19.1 del Prospetto). In base a tali contratti, l'Emittente e Enel.si devono corrispondere a Enel Servizi un canone annuo (che comprende un canone di locazione e importi aggiuntivi relativi a servizi prestati sugli immobili e alle relative tasse), soggetto ad aggiornamento periodico semestrale per tener conto dell'effettiva occupazione degli spazi da parte della Società e di Enel.si. I contratti scadranno in data 31 dicembre 2013. La seguente tabella indica i principali beni immobili oggetto del citato contratto di *global service* al 30 giugno 2010 e il corrispettivo relativo all'esercizio 2010 relativo alla sola locazione.

Enel Green Power		
Ubicazione	Indirizzo	Canone annuo di locazione (Euro)
Roma	Vle Regina Margherita 125-137	259.936
Pisa	Via Andrea Pisano, 120	606.338
Napoli	Via G. Porzio, 4 isola g3	150.105
Parma	Via Tronchi 49	144.236
Calalzo di cadore	Via S.Giovanni, 29	120.818
Feltre	Via Vecellio 3	98.268
Seriate	Viale Lombardia 7	95.448
Domodossola	Via Carale di Masera 1	92.589
Roma	Viale Egeo	75.061
Ascoli Piceno	Viale Treviri 192-194	51.386
Novara	Via Domenico Maria da Novara 7-13	52.981
Brescia	Via Grazzine 29	106.967
Enel.si		
Roma	Via della Bufalotta 255	160.779
Milano	Via Carducci 1-3	50.002

Inoltre, la seguente tabella elenca i principali beni immobili dei quali le società del Gruppo hanno la disponibilità alla Data del Prospetto sulla base di contratti di locazione commerciale specificando per ciascuno di essi l'ubicazione, la società locatrice, la società locataria, la destinazione e la data di scadenza del relativo contratto di locazione.

Città	Indirizzo	Società locatrice	Società locataria	Destinazione	Scadenza	Canone annuo
FRANCIA						
Lione	140 Cours Charlemagne, 69002 Lyon	Cern-hyter	Enel Green Power France	Ufficio	30/11/2012	Euro 108.000
Lione	20 Rue de la Villette, 69003 Lyon	Fructipierre	Enel Green Power France	Ufficio	17/01/2019	Euro 250.000
STATI UNITI D'AMERICA						
Andover, MA	One Tech Drive, Suite 220 Andover, MA 01810	Reeff America – Basic Rent	Enel North America, Inc.	Ufficio	7/11/2016	393.215 USD (Euro 269.067)
La Jolla, California	7777 Fay Avenue, Suite 200, La Jolla, CA 92037	J.N. and Daniel, L.L.C.	Enel North America, Inc.	Ufficio	31/08/2012	240.084 USD (Euro 164.284)
Reno, NV	1755 East Plumb Lane, Suite 155 Reno, NV 89502	Reno Airport Plaza, L.L.C.	Enel North America, Inc.	Ufficio	31/12/2010	98.420 USD (Euro 67.346)
SPAGNA						
Madrid	Avda. de San Luis 77. Edificio I.	GESS	EUFER	Ufficio	31/12/2008 ⁽¹⁾	Euro 599.028,84
Barcelona	Av. Paral.lel, 51, Edificio Llac, 2ª planta 08004	Endesa Distribucion Electrica	Enel Green Power España	Ufficio	- ⁽²⁾	Euro 135.415
Sevilla	Avda. de la Borbolla, 5	Endesa Distribucion Electrica	Enel Green Power España	Ufficio	- ⁽³⁾	Euro 209.172
PORTOGALLO						
Porto	Av. Sidónio Pais, 379 – 2º 4400-468	FINERGE	CESCE Imobiliária	Ufficio	01/03/2011	Euro 84.420
COSTA RICA						
San José	200 sur Multiplaza Escazú, Edificio Terraforte.	Desarrollos Terraforte S.A.	Enel de Costa Rica S.A.	Ufficio	01/08/2010 ⁽⁴⁾	USD 161.789 (Euro 115.996)
San José	200 sur Multiplaza Escazú, Edificio Terraforte.	Molinos de Viento del Arenal S.A.	Yiselana	Terreno su cui insistono aerogeneratori	03/06/2018	USD 123.887,92 (Euro 88.822) ⁽⁵⁾
GUATEMALA						
Guatemala	Diagonal 6 10-65 zona 10. Centro Gerencial Las Margaritas Torre I, Nivel 8	Inversiones Alta Gracia, S.A.	Enel Guatemala, S.A.	Ufficio	31/12/2013	USD 97.104 (Euro 69.619)
MESSICO						
Mexico DF, Mexico	Homero 1343 Piso 3, Colonia Chapultepec Morales, CP 11570	Salomon Jasqui	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de C.V.	Ufficio	31/03/2013	720.000 MXN (Euro 53.278))
BRASILE						
Rio de Janeiro	Rua sao Bento 11,	Marlene Mattheis	Enel Brasil Part.	Ufficio	01/10/2012	364.080 Reais (Euro 131.559)
CILE						
Santiago	Rosario Norte 530 19th and 20th floors	BHP Billiton Chile	Empresa Electrica Puyheue S.A.	Ufficio, parcheggio e magazzino	31/10/ 2011	USD 559.858 (Euro 401.395)
Calama	Circunvalacion 1472	Nestor Medel Lepe y Cia	Geotermica del Norte S.A.	Magazzino	31/12/ 2010	USD 95.196 (Euro 68.252)

(1) Il contratto prevede il rinnovo annuale salvo recesso di una delle parti.

(2) Il contratto ha durata annuale e può essere prorogato salvo recesso di una delle parti.

(3) Il contratto ha durata annuale e può essere prorogato salvo recesso di una delle parti.

(4) Il contratto prevede il rinnovo automatico annuale, salvo recesso di una delle parti.

(5) Il canone indicato si riferisce all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e varia in funzione dei ricavi generati dalla vendita di energia elettrica prodotta da 28 dei 30 aerogeneratori insistenti sul terreno (in particolare, il canone annuo è pari al 2,5% di tali ricavi lordi).

Tutti gli stabilimenti posseduti e gestiti dall'Emittente sono soggetti a rischi operativi tra cui, a titolo esemplificativo, i guasti delle apparecchiature, il mancato adeguamento alla regolamentazione applicabile, la revoca dei permessi e delle licenze, la mancanza di forza lavoro o le interruzioni di lavoro, i fatti o le circostanze che possano comportare l'aumento dei costi di trasporto dei prodotti, le catastrofi naturali, le interruzioni significative dei rifornimenti di materie prime o semilavorati, ecc..

Qualsiasi interruzione dell'attività presso gli stabilimenti industriali, dovuta sia agli eventi sopra menzionati che ad altri eventi, che causi un danno di importo superiore a quello coperto dalle attuali polizze assicurative, potrebbe avere un impatto negativo sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e delle società del Gruppo.

Impianti e macchinari

Il Gruppo è proprietario della quasi totalità degli impianti e dei macchinari produttivi necessari per lo svolgimento della propria attività. Al 30 giugno 2010, gli impianti e macchinari oggetto di contratti di locazione finanziaria presentano un valore pari a 33 milioni di Euro relativi a parchi eolici in Francia e Grecia.

Al 30 giugno 2010, salvo quanto sopra indicato, nessun terzo vanta significativi diritti reali su immobili, impianti e macchinari di proprietà del Gruppo.

Assicurazioni

Enel Green Power, sulla base di una analisi dei rischi attinenti alla propria attività di produzione di energia elettrica da impianti di generazione da fonti rinnovabili svolta nel corso del primo semestre del 2010, ha adottato uno specifico programma assicurativo. Tale programma, che fornisce copertura assicurativa per tutte le società del Gruppo sulla base di una precisa strategia di gestione del rischio indipendentemente dalla situazione assicurativa locale, è volto a minimizzare le conseguenze economiche derivanti da possibili eventi dannosi, tra cui:

- a. danni ai beni (impianti e macchinari) e il corrispondente danno da interruzione di esercizio causato da eventi accidentali; e
- b. la responsabilità civile sia per danni involontariamente causati a terzi in conseguenza di un fatto verificatosi in relazione all'esercizio delle attività svolte dalle società del Gruppo, ivi compresi quelli derivanti dall'inquinamento accidentale.

Il programma assicurativo unico è stato adottato a far data dal 1° luglio 2010 (per quanto riguarda le società situate in Nord America e nell'America Latina il programma sarà efficace dal 1° novembre 2010 al momento della scadenza delle polizze attualmente in vigore).

Le polizze assicurative di cui si avvale il Gruppo presentano condizioni, esclusioni e massimali in linea con le normali condizioni di mercato. Il piano ha durata annuale e sarà oggetto di verifica periodica della sua efficacia.

8.2 Problematiche ambientali

Enel Green Power considera l'ambiente, la lotta ai cambiamenti climatici e lo sviluppo sostenibile fattori strategici nell'esercizio e nello sviluppo delle proprie attività e determinanti per consolidare il proprio posizionamento nei mercati dell'energia.

La politica ambientale della Società si fonda su tre principi di base e persegue dieci obiettivi strategici. In particolare:

Principi di base

- Tutela dell'ambiente, sicurezza e salute dei lavoratori;
- Miglioramento degli *standard* ambientali e della qualità del prodotto;
- Creazione di valore per l'azienda.

Obiettivi strategici

- Applicazione all'intera organizzazione di sistemi di gestione ambientale e di sicurezza sul lavoro riconosciuti a livello internazionale;
- inserimento ottimale degli impianti industriali e degli edifici nel territorio;
- riduzione degli impatti ambientali con l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili e delle migliori pratiche nelle fasi di costruzione, di esercizio e di smantellamento degli impianti;
- mantenimento di una posizione di primo piano nel settore delle fonti rinnovabili;
- impiego efficiente delle risorse energetiche, idriche e delle materie prime;
- gestione ottimale dei rifiuti e dei reflui in genere;
- sviluppo di tecnologie innovative per l'ambiente;
- comunicazione ai cittadini e alle istituzioni sulla gestione ambientale dell'azienda;
- formazione e sensibilizzazione dei dipendenti sulle tematiche ambientali e di sicurezza;
- promozione di pratiche ambientali sostenibili presso i fornitori e gli appaltatori.

I sistemi di gestione ambientale – La Società applica una procedura che ha lo scopo di dare impulso alle attività di implementazione di sistemi di gestione ambientale per raggiungere in tempi brevi la certificazione ISO 14001 del totale delle attività svolte. Al 31 dicembre 2009, circa il 64% della potenza in esercizio figurava certificato ISO 14001.

Le risorse economiche – Le spese ambientali sono generalmente rilevate secondo un sistema di classificazione ispirato ai criteri Eurostat/Istat. Secondo i criteri Istat, sono considerate “spese per la protezione dell'ambiente” le spese per attività e azioni di prevenzione e riduzione dei fenomeni di inquinamento e degrado ambientale nonché di ripristino della qualità dell'ambiente, a prescindere dalla ragione che le determina (provvedimento normativo, convenzione con ente locale, decisione aziendale ecc.). Sono escluse le spese sostenute per limitare l'utilizzazione di risorse naturali, come anche le spese per attività che, pur esercitando un impatto favorevole sull'ambiente, sono effettuate per perseguire altri scopi principali, quali igiene e sicurezza dell'ambiente di lavoro. Il termine “spesa” è sempre inteso in senso algebrico, potendosi trattare anche di ricavi, come in alcuni casi di conferimento di rifiuti per recupero.

Indicatori di prestazione – L'uso di opportuni indicatori consente di analizzare l'andamento nel tempo delle prestazioni ambientali, prescindendo dal volume di attività di ciascun anno. Di seguito vengono riportati alcuni indicatori utilizzati per l'analisi delle proprie prestazioni.

- Le emissioni di CO₂ evitate. L'intera produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili concorre ai benefici ambientali derivanti dalle emissioni di CO₂ evitate. Le emissioni evitate sono calcolate

moltiplicando la produzione di energia elettrica ottenuta con ciascuna fonte rinnovabile per l'emissione specifica media di CO₂ della produzione termoelettrica fossile degli impianti del Gruppo Enel o, in mancanza, per l'emissione specifica media nazionale tratta dalla pubblicazione "Electricity Information 2008" (IEA Statistics). Le emissioni evitate complessive sono calcolate come somma delle emissioni evitate nei diversi ambiti territoriali. Nel 2009, per tutto il perimetro, le emissioni di CO₂ così evitate sono risultate pari a circa il 34% delle emissioni complessive di CO₂ che la produzione di energia elettrica di Enel avrebbe fatto registrare in assenza del contributo delle fonti rinnovabili (CO₂ evitata/(CO₂ effettiva + CO₂ evitata)).

- Per quanto riguarda il recupero di rifiuti bisogna esaminare l'andamento nei diversi ambiti territoriali in cui la Società opera data l'enorme diversità delle legislazioni vigenti e dato che a livello globale gli andamenti sono soprattutto influenzati dal cambiamento del volume e del perimetro delle attività. In linea generale si può affermare che nei casi dove la Società opera da più di un anno e dove il perimetro e volume delle attività è rimasto sostanzialmente invariato possono essere apprezzati dei miglioramenti in termini di percentuale complessiva di rifiuti recuperati.
- Tutela della biodiversità. La presenza della Società in molti Paesi rappresenta un'opportunità per sostenere la salvaguardia degli ecosistemi e degli habitat naturali. In questo contesto la Società partecipa e attua una serie di iniziative a favore dell'ambiente naturale. Inoltre, gli studi di impatto ambientale prevedono approfondimenti specifici sulla tutela del paesaggio, dell'ambiente naturale e della biodiversità. Ogni grande opera soggetta a Valutazione di Impatto Ambientale deve essere costruita cercando di adottare tutte le soluzioni possibili per non arrecare danni agli ecosistemi presenti. Viene effettuato un attento studio delle interferenze con l'ambiente naturale, la flora e la fauna sia durante la fase di costruzione sia durante quella di esercizio degli impianti e delle infrastrutture, allo scopo di adottare soluzioni idonee a minimizzarle. Le attività svolte non determinano pericolo di estinzione per le specie a rischio che vengono indicate nella "lista rossa" (*Red List*) dell'*International Union for Conservation of Nature and Natural Resources* (IUCN). Ultimamente Enel, in Italia, in accordo con gli enti locali, orienta la propria attività di arricchimento ittico utilizzando nelle semine le specie che, per l'areale specifico, possano rientrare nella lista rossa dell'IUCN. In particolare nel Nord Italia vengono effettuate semine ittiche utilizzando la trota marmorata (considerata in pericolo) ed il temolo (considerato vulnerabile). La Società, inoltre, svolge un ruolo fondamentale attraverso le rete fluviale gestita in tutto il mondo. Intorno ai bacini idroelettrici si creano zone umide stabili, in particolare nell'ultimo tratto dell'affluente; ciò ha un rilievo dal punto di vista ambientale e faunistico perché si tratta delle zone umide meglio tutelate a causa dei vincoli posti dalle attività di produzione dell'energia elettrica.

Nel rapporto ambientale pubblicato annualmente dal Gruppo Enel nella sezione "Risultati ambientali" dedicata a ciascun Paese in cui la Società è presente, viene fornito un maggior dettaglio delle specifiche attività svolte in tema di biodiversità.

CAPITOLO IX – RESOCONTO DELLA SITUAZIONE GESTIONALE E FINANZIARIA**Premessa**

Nel presente capitolo è riportata l'analisi della situazione gestionale del Gruppo per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008. Le relative informazioni sono state estratte:

- dal Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 28 luglio 2010 e assoggettata a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione in data 4 agosto 2010; e
- dal Bilancio Consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e dal Bilancio Aggregato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, approvati dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010 e assoggettati a revisione contabile completa da parte della Società di Revisione che ha emesso le proprie relazioni in data 14 giugno 2010.

Si precisa inoltre che le informazioni contenute nel presente capitolo relative alla Capacità installata netta, alla produzione realizzata e ad altri indici operativi sono state desunte da documenti gestionali prodotti dal Gruppo e utilizzati dal *Management* nella gestione ordinaria delle attività.

Come noto l'Emittente è stato costituito in data 1 dicembre 2008, nell'ambito del piano di riorganizzazione delle attività del settore delle fonti rinnovabili del Gruppo Enel. Il business oggetto di quotazione, pertanto, ha operato nel corso dell'esercizio 2008 attraverso società controllate direttamente o indirettamente da Enel tra le quali tuttavia non sempre esisteva un rapporto giuridico partecipativo di controllo (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo III, Premessa e V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto). L'Emittente ha pertanto predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 e ai soli fini della preparazione del Prospetto e dell'*Offering Circular* relativo all'offerta riservata a investitori istituzionali all'estero, con esclusione di Australia, Canada e Giappone ai sensi della *Regulation S* dello *United States Securities Act* del 1933, come successivamente modificato, e negli Stati Uniti d'America ai sensi della *Rule 144-A* adottata in forza dello *United States Securities Act* del 1933, come successivamente modificato, il bilancio aggregato per rappresentare la situazione patrimoniale, economica e finanziaria delle società del Gruppo facente capo all'Emittente, come se lo stesso avesse operato nel periodo in oggetto come un gruppo autonomo. Occorre tuttavia evidenziare che qualora le società e le attività che sono state oggetto di aggregazione avessero effettivamente operato come gruppo autonomo in detto esercizio, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati patrimoniali, economici e finanziari riportati nel bilancio aggregato. Per quanto concerne la metodologia utilizzata per la predisposizione del bilancio aggregato al 31 dicembre 2008, si rimanda a quanto dettagliatamente descritto nella Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1, del Prospetto.

Le informazioni patrimoniali, economiche e finanziarie di seguito riportate devono essere lette congiuntamente ai Capitoli III, X e XX della Sezione Prima del Prospetto.

9.1 Situazione finanziaria

Nella seguente tabella sono rappresentate le informazioni patrimoniali del Gruppo rispettivamente al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 giugno	Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2008
Immobili, impianti e macchinari	8.465	7.200	6.755
Attività Immateriali	892	259	224
Avviamento	960	532	454
Attività per imposte anticipate	169	121	68
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	417	261	223
Attività finanziarie non correnti	121	35	132
Altre attività non correnti	28	34	6
Attività non correnti	11.052	8.442	7.862
Rimanenze	36	31	82
Crediti commerciali	456	512	258
Crediti tributari	108	18	15
Attività finanziarie correnti	355	228	191
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	211	144	163
Altre attività correnti	192	119	141
Attività correnti	1.358	1.052	850
Attività possedute per la vendita	70	-	-
Totale Attività	12.480	9.494	8.712
Capitale sociale	1.000	600	600
Altre riserve	5.279	1.366	604
Utile del periodo di Gruppo	253	418	810
Patrimonio netto del Gruppo	6.532	2.384	2.014
Patrimonio netto di terzi	692	180	182
<i>Di cui risultato del periodo Terzi</i>	<i>10</i>	<i>21</i>	<i>24</i>
Totale patrimonio netto	7.224	2.564	2.196
Finanziamenti a lungo termine	1.331	1.131	875
TFR ed altri benefici ai dipendenti	47	46	43
Fondo rischi ed oneri	105	68	60
Passività per imposte differite	414	182	195
Passività finanziarie non correnti	54	22	15
Altre passività non correnti	74	63	32
Passività non correnti	2.025	1.512	1.220
Finanziamenti a breve termine	2.153	4.413	4.583
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	145	115	107
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	9	13	24
Debiti commerciali	596	454	313
Debiti per imposte sul reddito	128	207	57
Passività finanziarie correnti	33	85	36
Altre passività correnti	119	131	176
Passività correnti	3.183	5.418	5.296
Passività possedute per la vendita	48	-	-
Totale passività	5.256	6.930	6.516
Totale patrimonio netto e passività	12.480	9.494	8.712

La situazione finanziaria del Gruppo al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008 e i principali fattori che l'hanno influenzata sono analizzati nella Sezione Prima Capitolo X e Capitolo XX del Prospetto Informativo.

Capitale circolante netto

Nella seguente tabella è rappresentato il capitale circolante netto del Gruppo al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 Giugno		Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2009	2008
Rimanenze	36	31		82
Crediti commerciali	456	512		258
Debiti commerciali	(596)	(454)		(313)
Crediti tributari	108	18		15
Debiti per imposte sul reddito	(128)	(207)		(57)
Attività finanziarie correnti ⁽¹⁾	30	75		129
Passività finanziarie correnti	(33)	(85)		(36)
Altre attività correnti	192	119		141
Altre passività correnti	(119)	(131)		(176)
Capitale circolante netto	(54)	(122)		43

(1) Al netto dei titoli e dei crediti finanziari correnti.

Occorre segnalare che il capitale circolante netto al 31 dicembre 2008 non è confrontabile con quello relativo agli esercizi successivi. Si rileva, infatti, che al 31 dicembre 2008 la posizione commerciale creditoria e debitoria dell'Emittente era relativa alla gestione corrente del solo mese di dicembre, in quanto le suddette posizioni commerciali esistenti alla data di costituzione dell'Emittente, 1 dicembre 2008, erano state estinte attraverso l'utilizzo del conto corrente intersocietario con Enel.

Per quanto concerne l'analisi delle voci che determinano il capitale circolante netto del Gruppo al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 si rinvia a quanto dettagliatamente riportato nella Sezione Prima Capitolo X e Capitolo XX del Prospetto Informativo. Nella circostanza, il capitale circolante netto è passato da Euro (122) milioni al 31 dicembre 2009 a Euro (54) milioni al 30 giugno 2010, registrando una variazione positiva complessiva pari a Euro 68 milioni. Di seguito si evidenziano i principali fattori che hanno influenzato il capitale circolante netto nel periodo 31 dicembre 2009 – 30 giugno 2010:

- nel corso del primo semestre 2010 i crediti commerciali si sono ridotti rispetto al 31 dicembre 2009 per Euro 56 milioni, prevalentemente per effetto dell'incasso dei crediti per la vendita dei certificati verdi;
- i debiti commerciali al 30 giugno 2010 sono aumentati rispetto al 31 dicembre 2009 per Euro 142 milioni. Tale incremento deve prevalentemente imputarsi al consolidamento di Ecyr, che al 30 giugno 2010 evidenziava debiti commerciali per Euro 160 milioni; I crediti tributari al 30 giugno 2010 si incrementano rispetto al 31 dicembre 2009 per Euro 90 milioni. Tale incremento è sostanzialmente riconducibile agli acconti per imposte sul reddito in Italia versati a fronte delle imposte che matureranno per l'esercizio 2010, mentre al 31 dicembre 2009 gli acconti in oggetto erano stati portati a diretta riduzione dei debiti per imposte sul reddito. Occorre inoltre evidenziare che l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 è stato sostanzialmente il primo esercizio per l'Emittente e pertanto gli acconti per imposte dirette versanti in Italia sono stati per importi non significativi;
- la variazione dei debiti per imposte sul reddito, che passano da Euro 207 milioni al 31 dicembre 2009 a Euro 128 milioni, con una riduzione complessiva pari a Euro 79 milioni, deve prevalentemente

ricondursi a i) il pagamento delle imposte relative all'esercizio 2009 effettuato nel primo semestre 2010, ii) all'accantonamento delle imposte sul reddito maturate nel primo semestre 2010 e iii) al consolidamento di Ecyr.

9.2 Gestione operativa

Di seguito sono descritti i principali fattori che hanno influenzato la gestione operativa del Gruppo nei semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

9.2.1 Informazioni riguardanti fattori importanti che hanno avuto ripercussioni significative sul reddito derivante dall'attività del Gruppo

Premessa

Il Gruppo è uno dei principali operatori a livello mondiale nella produzione di energia da fonti rinnovabili e, in particolare, è attivo nella produzione da fonti idriche, geotermiche, eoliche e solari. Il Gruppo opera attraverso 4 *Business Unit*, di cui tre relative alla attività principale di produzione di energia rinnovabile in specifiche aree geografiche e una quarta relativa all'offerta a terzi di prodotti e servizi per la micro generazione di energia da fonti rinnovabili.

- **Italia ed Europa:** in Italia, Grecia, Francia, Bulgaria e Romania.
- **Nord America:** negli Stati Uniti e in Canada.
- **Iberia e America Latina:** in Spagna, Portogallo, Messico, Panama, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Brasile e Cile.
- **Enel.si:** il Gruppo è attivo nell'offerta di prodotti, servizi pre/post vendita e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia (fotovoltaico, mini-eolico, solare termico, pompe geotermiche e altro) e per l'efficienza energetica negli usi finali, attraverso una rete di negozi in franchising composta, alla data del 30 giugno 2010, da 548 installatori, negozi e punti vendita specializzati, distribuiti in modo capillare sul territorio nazionale.

Il Gruppo ha maturato consolidate conoscenze tecnologiche in relazione alle fonti di energia nelle quali opera. In particolare, il Gruppo dispone al proprio interno di competenze peculiari nel (i) settore geotermico, nel quale è presente in Italia fin dall'inizio del secolo scorso e presenta solide competenze nell'ingegneria, nella costruzione e nella gestione degli impianti; (ii) settore idroelettrico, ove il Gruppo si configura come il primo operatore di impianti idroelettrici di piccola e media dimensione in Italia; e (iii) settore del solare, ove il Gruppo è presente nell'intera filiera (inclusa la produzione dei moduli solari).

I principali fattori che nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 hanno influenzato l'andamento economico-gestionale del Gruppo e che, a parere della Società, potranno continuare a influenzare tale andamento sono di seguito illustrati.

Riorganizzazione delle attività rinnovabili in Spagna e Portogallo

In data 15 marzo e 17 marzo 2010, i Consigli di Amministrazione di Endesa, Enel ed Enel Green Power hanno approvato un'operazione che prevede l'integrazione delle attività di Endesa e di Enel Green Power nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo.

Prima della suddetta integrazione le attività nelle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo erano condotte da Endesa attraverso il Gruppo Ecyr e da Enel Green Power attraverso EUFER, la *joint venture* paritetica con Gas Natural/Unión Fenosa.

L'integrazione in questione è stata perfezionata in data 22 marzo 2010 attraverso le seguenti fasi: (i) acquisizione da parte di Enel Green Power International B.V. da Endesa Generación S.A. del 30% di Ecyr per un corrispettivo pari a circa Euro 326 milioni; (ii) aumento di capitale di Ecyr riservato a Enel Green Power International B.V., sottoscritto mediante il conferimento della partecipazione pari al 50% detenuta da Enel Green Power International B.V. nel capitale di EUFER e un versamento in contanti pari a circa Euro 534 milioni. Per effetto della presente operazione Enel Green Power International B.V. detiene il 60% del capitale sociale di Ecyr.

Si segnala che i risultati relativi al primo semestre 2010 del Gruppo includono gli effetti del consolidamento del Gruppo Ecyr dalla data di acquisizione avvenuta il 22 marzo 2010 i cui risultati sono confluiti nella *Business Unit* Iberia e America Latina. In particolare, nella seguente tabella sono rappresentate le informazioni economiche del Gruppo Ecyr, al netto di Eufer, per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 e quelle consolidate pro-forma del Gruppo Ecyr, al netto di Eufer, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno 2010	Esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009 <i>pro-forma</i>
Totale Ricavi	53	214
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-
Costi per:		
Materie prime e materiali di consumo	9	38
Servizi	13	42
Personale	3	10
Altri costi operativi	1	-
Lavori interni capitalizzati	-	-
Totale Costi	26	90
EBITDA	27	124
Ammortamenti e perdite di valore	23	93
Utile operativo	4	31
Proventi finanziari	3	5
Oneri finanziari	(10)	(35)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	8	21
Utile prima delle imposte	5	22
Imposte	(1)	-
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	6	22

Il Gruppo Ecyr al netto di Eufer ha contribuito agli investimenti del Gruppo nel primo semestre 2010 per Euro 26 milioni (in prevalenza nel settore eolico), e nell'esercizio 2009 su base pro-forma per Euro 134 milioni (di cui Euro 128 milioni nel settore eolico).

Nella seguente tabella sono riportati il capitale circolante netto, il capitale investito netto e l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Ecyr al netto di Eufer al 30 giugno 2010.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 Giugno 2010
Capitale circolante netto ⁽¹⁾	(94)
Capitale investito netto ⁽²⁾	1.404
Indebitamento finanziario netto secondo <i>Standard CESR</i> ⁽³⁾	412
Indebitamento finanziario netto ⁽⁴⁾	346

Si segnala che il capitale circolante netto, il capitale investito netto, l'indebitamento finanziario netto e l'indebitamento finanziario netto Enel Green Power non sono identificati come misure contabili nell'ambito degli IFRS. Il criterio di determinazione delle suddette misure applicato dal management del Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppo e, pertanto, il loro valore potrebbe non essere comparabile con quello determinato da quest'ultimi. In particolare, tali misure sono state calcolate dal management del Gruppo unicamente utilizzando i saldi risultanti dai rispettivi bilanci di riferimento. Nello specifico, di seguito si rappresenta il criterio utilizzato per il loro calcolo.

- (1) Il capitale circolante netto è calcolato quale somma delle voci "Rimanenze", "Crediti commerciali", "Debiti commerciali", "Crediti tributari", "Debiti per imposte sul reddito", "Attività finanziarie correnti" (al netto dei titoli e dei crediti finanziari correnti), "Passività finanziarie correnti", "Altre attività correnti" e "Altre passività correnti".
- (2) Il capitale investito netto è calcolato quale somma del capitale circolante netto e delle voci "Immobili, impianti e macchinari", "Attività immateriali", "Avviamento", "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", "Attività finanziarie non correnti" (al netto di crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine), "Altre attività non correnti", "Passività finanziarie non correnti", "Altre passività non correnti", "TFR e altri benefici ai dipendenti", "Fondi rischi e oneri", "Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine", "Attività per imposte anticipate" e "Passività per imposte differite".
- (3) L'indebitamento finanziario netto secondo *Standard CESR* è determinato ai sensi del paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR/05-054b e in linea con le disposizioni Consob del 26 luglio del 2007.
- (4) L'indebitamento finanziario netto è determinato secondo *Standard CESR* al netto dei crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termini.

Nella seguente tabella è inoltre rappresentata la Capacità installata netta del Gruppo Ecyr al netto di Eufer per tecnologia al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009.

<i>(MW)</i>	Al 30 Giugno		Al 31 Dicembre		Variazione	
	2010	(*)	2009	(*)		
Idroelettrico	29	3,2%	29	3,4%	-	0,0%
Eolico	797	88,2%	751	87,3%	46	6,1%
Geotermico	-	0,0%	-	0,0%	-	Na
Solare	13	1,4%	12	1,5%	1	8,3%
Altro	65	7,2%	67	7,8%	(2)	-3,0%
Totale capacità installata netta	904	100,0%	859	100,0%	45	5,0%

(*) incidenza calcolata rispetto al totale.

Investimenti

Nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 il Gruppo ha effettuato investimenti in immobili, impianti e macchinari al lordo dei contributi per complessivi Euro 1.950 milioni, di cui Euro 1.883 milioni relativi a investimenti in impianti di produzione finalizzati all'ampliamento e alla manutenzione degli impianti esistenti e allo sviluppo di nuovi impianti produttivi (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 5, paragrafo 5.2 del Prospetto).

Nella seguente tabella sono dettagliati gli investimenti effettuati nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008, con riferimento alle relative fonti di generazione:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno		Esercizio chiuso al 31 Dicembre			
	2010	(*)	2009	(*)	2008	(*)
Impianti idroelettrici	58	17,3%	123	16,8%	83	9,4%
Impianti geotermici	71	21,1%	195	26,6%	237	26,9%
Impianti eolici	176	52,4%	400	54,6%	540	61,2%
Altri	31	9,2%	14	1,9%	22	2,5%
Totale immobili, impianti e macchinari al lordo dei contributi	336	100%	732	100%	882	100%

(*) incidenza calcolata rispetto al totale.

Si segnala che nell'esercizio 2009 il Gruppo ha beneficiato di un decremento del costo medio per MW installato rispetto all'esercizio precedente, principalmente con riferimento agli investimenti in impianti eolici e fotovoltaici, riconducibile all'effetto della crisi finanziaria mondiale che ha determinato un calo della domanda di fornitura degli impianti e conseguentemente del prezzo delle materie prime impiegate. Con riferimento al primo semestre 2010, si segnala che il costo medio per MW installato non ha subito significative variazioni rispetto all'esercizio 2009.

Capacità installata netta

Per effetto degli investimenti effettuati nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 e degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008, il Gruppo ha raggiunto una dimensione industriale rilevante. Al 30 giugno 2010 la Capacità installata netta complessiva è pari a 5.761 MW.

Nella seguente tabella è rappresentata l'evoluzione della Capacità installata netta al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009, 2008, distinta per tecnologia:

<i>(MW)</i>	Al 30 Giugno		Al 31 Dicembre				Variazione			
	2010	(*)	2009	(*)	2008	(*)	2010-2009	2009-2008	2009-2008	2009-2008
Idroelettrico	2.534	44,0%	2.504	52,1%	2.498	56,1%	30	1,2%	6	0,2%
Eolico	2.355	40,8%	1.510	31,4%	1.225	27,5%	845	56,0%	285	23,3%
Geotermico	742	12,9%	742	15,4%	678	15,2%	-	0,0%	64	9,4%
Solare	17	0,3%	4	0,1%	4	0,1%	13	325,0%	-	0,0%
Altro	113	2,0%	48	1,0%	47	1,1%	65	135,4%	1	2,1%
Totale capacità installata netta	5.761	100,0%	4.808	100,0%	4.452	100,0%	953	19,8%	356	8,0%

(*) incidenza calcolata rispetto al totale.

La Capacità installata netta del Gruppo è aumentata complessivamente dal 31 dicembre 2008 al 31 dicembre 2009 dell'8,0%, pari a 356 MW, passando da 4.452 MW al 31 dicembre 2008 a 4.808 MW al 31 dicembre 2009. Inoltre, la Capacità installata netta del Gruppo al 30 giugno 2010 registra un ulteriore incremento del 19,8% rispetto al 31 dicembre 2009, pari a 953 MW. Tale variazione è riconducibile principalmente all'inclusione di Ecyr nel perimetro di consolidamento del Gruppo, che ha apportato Capacità installata netta al 30 giugno 2010 per 904 MW.

Come evidenziato nella precedente tabella, il Gruppo dispone di una Capacità installata diversificata sotto il profilo del portafoglio tecnologico che consente di mitigare il rischio intrinseco connesso alla variabilità delle risorse naturali nel tempo.

Sotto il profilo della presenza geografica, al 30 giugno 2010 il Gruppo operava su 3 aree di riferimento che, in termini di Capacità installata netta, si articolano come segue:

(MW)	Al 30 Giugno	
	2010	(*)
Italia ed Europa	2.897	50,3%
Nord America	788	13,7%
Iberia e America Latina	2.076	36,0%
Totale capacità installata netta	5.761	100,0%

(*) Incidenza calcolata rispetto al totale.

L'estensione geografica delle attività del Gruppo consente di diversificare e limitare il rischio connesso a eventuali cambiamenti nel quadro normativo dei Paesi in cui opera e determina una maggiore stabilità dei risultati grazie allo sfruttamento delle diverse stagionalità, mitigando inoltre il fattore climatico.

L'evoluzione dimensionale del Gruppo nel corso dei periodi in esame ha contribuito, unitamente ad altri fattori quali la disponibilità delle risorse e degli impianti, all'incremento dal 2008 al 2009 della produzione di energia che è aumentata del 9,7% passando da 17.234 GWh nell'esercizio 2008 a 18.903 GWh nell'esercizio 2009. Con riferimento al primo semestre 2010 la produzione di energia è aumentata di 920 GWh, pari al 9,3% rispetto il primo semestre 2009, di cui 547 GWh per effetto del consolidamento di Ecyr.

Tale aumento della produzione è stato registrato nonostante il calo della domanda energetica dovuto alla crisi economica internazionale, grazie alla priorità di dispacciamento di cui gode la produzione da fonti rinnovabili del Gruppo.

Per quanto concerne l'analisi delle variazioni della Capacità installata netta e della produzione per ciascuna *Business Unit*, si rimanda al paragrafo 9.2.4.

Fattori climatici

La disponibilità delle fonti idroelettrica, eolica e solare varia in funzione delle condizioni climatiche dei siti in cui si trovano i relativi impianti, e, in particolare, della piovosità per la prima, ventosità per la seconda e irraggiamento solare per la terza, mentre la fonte geotermica non è soggetta a variazioni connesse a mutamenti climatici. Pertanto, le condizioni climatiche hanno una forte influenza sulla produzione la quale è strettamente connessa alla disponibilità delle fonti e agli effetti di stagionalità.

Eventuali condizioni meteorologiche avverse potrebbero comportare una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti dal Gruppo, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Con riferimento al primo semestre 2010, il Gruppo ha registrato: *i*) la riduzione della produzione idroelettrica in Italia, per effetto della tendenza al ridimensionamento dei livelli di idraulicità che sono inferiori rispetto ai livelli particolarmente elevati registrati nell'esercizio 2009 e *ii*) la riduzione della produzione idroelettrica in Panama, per effetto dell'instabilità meteorologica causata dal fenomeno climatico denominato *El Niño* che ha comportato siccità nell'area.

Con riferimento all'esercizio 2009, il Gruppo ha registrato: *i*) l'incremento della produzione di energia idroelettrica, per effetto di precipitazioni piovose particolarmente abbondanti in Italia e Spagna rispetto alle medie registrate su base annuale negli esercizi precedenti; parzialmente compensato dal *ii*) decremento della produzione di energia eolica per effetto della limitata ventosità registrata in alcuni aree geografiche in cui il Gruppo è presente.

Fattori di mercato, tariffari e normativi che influenzano il prezzo di vendita dell'energia

A seconda dei Paesi in cui il Gruppo opera, i prezzi di vendita dell'energia prodotta possono essere determinati, in tutto o in parte, dalle autorità regolatrici oppure da mercato in cui l'energia è venduta.

Prezzi di mercato dell'energia

Nel primo semestre 2010 il Gruppo ha generato il 50% dei ricavi per vendite di energia inclusi effetti gestione rischio *commodity* attraverso la borsa. Il prezzo di vendita dell'energia sul mercato è funzione di diverse variabili che possono determinare una significativa volatilità. In particolare, il suddetto prezzo può dipendere, in relazione ai diversi Paesi nei quali opera l'Emittente, dalla politica energetica e dalla struttura regolatoria adottate dai singoli Paesi, dal valore delle *commodity*, dal costo delle materie prime, e dalla relazione di mercato tra domanda e offerta.

Con riferimento ai periodi in esame, la variazione dei prezzi dell'energia è stata condizionata dalla relativa domanda che nell'esercizio 2009 è stata fortemente influenzata dalla crisi globale che ne ha determinato una contrazione, nonché da una sensibile riduzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale, utilizzati dai produttori tradizionali di energia. In particolare, con riferimento all'Italia e alla Spagna – mercati che, in termini di produzione, rappresentano complessivamente il 67% (12.699 GWh) della produzione totale del Gruppo nel 2009, pari a 18.903 GWh – i prezzi medi di vendita di mercato dell'energia sono diminuiti nel corso del 2009 rispettivamente del 27% e del 43%, rispetto ai prezzi medi dell'esercizio 2008. Nel primo semestre 2010 si registra una contrazione del prezzo medio di vendita di mercato dell'energia in Italia e Spagna pari rispettivamente al 7% e 24% rispetto al primo semestre 2009.

La suddetta contrazione dei prezzi medi si è riflessa solo parzialmente sui ricavi, poiché attenuata dalle politiche di copertura (tramite strumenti finanziari e/o accordi commerciali) adottate dal Gruppo e finalizzate a limitare l'esposizione alle oscillazioni dei prezzi di vendita dell'energia e alla variabilità dei meccanismi incentivanti.

Laddove possibile, infatti, la preferenza dell'Emittente è quella di porre in essere meccanismi di copertura mediante contratti di lungo termine, ad esempio, *power purchase agreement* che hanno una durata media di 15 anni e *Feed-in tariff* (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto). Tali strumenti, unitamente a contratti bilaterali a medio e breve termine, sono utilizzati in tutte le aree in cui il Gruppo opera. Questa tipologia di contratti nel primo semestre 2010 ha generato il 50% dei ricavi per vendite di energia inclusi effetti gestione rischio *commodity*. In considerazione del fatto che le vendite avvengono verso una molteplicità di clienti, il Gruppo non presenta concentrazione significativa di rischio di credito. In Italia, inoltre, l'obiettivo di limitare l'esposizione alle oscillazioni dei prezzi è realizzato prevalentemente attraverso l'utilizzo di strumenti derivati di copertura (Cfr. Sezione prima, Capitolo 10, Paragrafo 10.3.3 del Prospetto).

Tuttavia, la maggior parte degli strumenti di copertura di questo rischio storicamente disponibili all'Emittente in Italia coprono periodi non superiori ai 12-18 mesi attraverso contratti CFD. Di periodo in periodo le coperture vengono rinnovate con riferimento ai prezzi di mercato prevalenti al momento del nuovo contratto di copertura. Di conseguenza, un cambiamento nei prezzi di mercato assorbito nel primo esercizio dagli strumenti di copertura tende a riflettersi sui risultati del Gruppo nell'esercizio successivo, sebbene tale relazione sia imperfetta e soggetta a oscillazioni infra-annuali dei prezzi, nonché alle diverse scadenze dei contratti di copertura. Nella circostanza, pertanto, i suddetti contratti di copertura posti in essere dal Gruppo hanno la finalità di tutelare quest'ultimo dalla volatilità dei prezzi limitatamente al periodo di durata dei suddetti contratti e per i relativi volumi coperti; tuttavia in una situazione di prezzi decrescenti/crescenti, esauritosi l'effetto dei contratti derivati di copertura, i ricavi del Gruppo saranno necessariamente influenzati dalla nuova dinamica dei prezzi venutasi a determinare sul mercato.

Nel primo semestre 2010 i volumi di produzione coperti sono pari a circa l'80% del totale dei ricavi per vendite di energia inclusi effetti gestione rischio *commodity*. Nella seguente tabella viene fornito il dettaglio dei ricavi per vendite di energia inclusi effetti gestione rischio *commodity* per tipologia di clienti per l'esercizio 2009 e il primo semestre 2010. Come precedentemente indicato, il Gruppo non presenta una significativa concentrazione di rischio di credito, in quanto le vendite avvengono verso una molteplicità di clienti:

% di ricavi per vendite di energia inclusi effetti gestione rischio <i>commodity</i> per tipologia di cliente	Esercizio 2009	Primo semestre 2010
Ricavi incentivati e <i>Feed-in tariff</i>	11%	12%
Contratti CFD	36%	30%
Contratti di lungo termine PPA	27%	23%
Contratti bilaterali	14%	15%
Borsa (volumi non coperti)	12%	20%
	100%	100%

Inoltre, al 30 giugno 2010, i meccanismi di copertura in essere dovrebbero consentire di raggiungere una copertura dell'80% e del 77% rispettivamente dei volumi di produzione stimata per l'esercizio 2010 e 2011. Nella seguente tabella viene fornito un dettaglio dei diversi strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo per coprire i volumi di produzione stimata per il 2010 e il 2011:

	Volumi di produzione coperti	
	2010	2011
Ricavi incentivati e <i>Feed-in tariff</i>	11%	14%
Contratti CFD	36%	24%
Contratti di lungo termine PPA	31%	32%
Contratti bilaterali	22%	30%
	100%	100%

Nella seguente tabella viene fornito un dettaglio per area geografica delle percentuali di volumi di produzione stimata coperte al 30 giugno 2010 in relazione agli esercizi 2010 e 2011.

	Volumi di produzione stimata coperta	
	2010	2011
Italia	82%	81%
Penisola Iberica	39%	43%
America Latina	98%	89%
Nord America	90%	82%

Le principali controparti con le quali il Gruppo ha sottoscritto i contratti di copertura elencati precedentemente suddivise per area geografica sono le seguenti:

- **Italia:** Enel Trade S.p.A. e Acquirente Unico S.p.A. (soltanto nell'esercizio 2010);
- **Penisola Iberica:** Comision Nacional de la Energia (autorità locale);

- **America Latina e Nord America:** di seguito si elencano le principali controparti dei contratti di lungo termine PPA in essere, con indicazione dei Paesi di riferimento che rappresentano il 75% dei volumi coperti nella regione.

Paese	Compratore	Tipologia di Cliente
Canada	Hydro Quebec	Distributore
Canada	Newfoundland Power	Distributore
Cile	Codelco Ventanas	Industriale
Guatemala	Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A	Broker
Panama	Cemento Bayano, S.A. (CEMEX)	Industriale
Panama	Elektra Noreste, S.A (Ashmore)	Distributore
Panama	Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (Union Fenosa)	Distributore
Panama	Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (Union Fenosa)	Distributore
USA	APCo	Industriale
USA	City of Springfield	Industriale
USA	Comm Elec	Distributore
USA	Kansas City Board of Public Utilities	Industriale
USA	Midwest Energy	Distributore
USA	Midwest Energy	Distributore
USA	National Grid	Distributore
USA	NV Energy	Distributore
USA	NV Energy	Distributore
USA	Puget Sound Energy	Distributore
USA	Sunflower Electric Power Corp	Distributore
USA	Sunflower Electric Power Corp	Distributore
USA	VEPPI	Distributore

Sistemi incentivanti

Le forme di incentivazione rivolte alla produzione di energia da fonti rinnovabili variano in funzione dei Paesi nei quali il Gruppo opera e delle tipologie di fonti di generazione utilizzate. In sintesi, gli incentivi possono, fra l'altro, configurarsi come: *i)* certificati negoziabili attestanti la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e vendibili a terzi; *ii)* tariffe di vendita (*premium rate* e *feed-in*) superiori rispetto al prezzo di mercato; *iii)* certificati negoziabili (i.e., certificati bianchi) ottenibili attraverso specifici programmi governativi, volti a stimolare l'efficienza energetica; *iv)* agevolazioni fiscali; *v)* contributi governativi a favore degli investimenti nel settore delle energie rinnovabili. Il livello degli incentivi futuri è soggetto a mutamenti normativi e alle decisioni delle diverse autorità regolamentari. (Cfr: Sezione Prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto). Talune forme di incentivi – ad esempio le tariffe *feed-in* – basandosi su tariffe predeterminate o predeterminabili consentono, fra l'altro, di limitare l'esposizione alle oscillazioni dei prezzi, discussa in precedenza.

In questo scenario, il Gruppo presenta, in ragione del parco impianti in esercizio al 30 giugno 2010, una limitata dipendenza dall'andamento del valore degli incentivi rispetto ai principali operatori a livello mondiale nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili. Nel primo semestre 2010, infatti, l'incidenza della produzione incentivata rispetto alla produzione complessiva è pari al 35% (32% e 30% rispettivamente nell'esercizio 2009 e 2008) (Cfr: Sezione prima, Capitolo 6, Paragrafo 6.1.7 del Prospetto). Contestualmente la quota parte dei ricavi ascrivibile a detti sistemi incentivanti nel primo semestre 2010 risulta pari al 22% dei ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio *commodity* al netto di Enel.si (24% e 25% rispettivamente nell'esercizio 2009 e 2008).

Fattori connessi all'andamento delle valute dei Paesi nei quali il Gruppo opera

Il Gruppo opera in diversi Paesi ed è pertanto soggetto al rischio delle fluttuazioni del tasso di cambio delle valute diverse dall'Euro. In particolare, la porzione di ricavi del Gruppo denominata in tali valute è pari a Euro 385 milioni nel 2008 ed Euro 407 milioni nel 2009, che rappresentano rispettivamente il 21,3% ed il 22,9% del totale ricavi realizzato dal Gruppo nei due esercizi. Con riferimento al primo semestre 2009 e 2010 la percentuale dei ricavi denominata in valute diverse dall'Euro rappresenta rispettivamente il 23,6% ed il 20,7% del totale, in linea con gli esercizi 2008 e 2009.

Si segnala, in particolare, che il dollaro statunitense rappresenta la principale valuta in cui sono denominati i ricavi generati in valute diverse dall'Euro, e che nel corso dei due esercizi in esame il tasso di cambio medio Euro/USD è passato dal 1,47 per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 al 1,39 per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009. Il tasso di cambio medio Euro/USD nel primo semestre 2009 e 2010 è pari a 1,33.

Conto economico consolidato relativo rispettivamente ai semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 *pro-forma* e 2009 e conto economico aggregato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008

Nella seguente tabella sono rappresentate le informazioni economiche del Gruppo rispettivamente per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 *pro-forma*, 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al		Esercizio chiuso al			Variazione semestri 2010-2009		Variazione esercizi 2009-2008	
	30 Giugno 2010	2009 unaudited	31 Dicembre 2009 <i>pro-forma</i>	2009	2008				
Totale Ricavi	976	893	1.991	1.777	1.807	83	9,3%	(30)	-1,7%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	63	47	118	118	(31)	16	34,0%	149	n.a.
Costi per:									
Materie prime e materiali di consumo	122	57	244	206	178	65	114,0%	28	15,7%
Servizi	156	143	317	275	261	13	9,1%	14	5,4%
Personale	89	77	182	172	149	12	15,6%	23	15,4%
Altri costi operativi	30	24	60	60	65	6	25,0%	(5)	-7,7%
Lavori interni capitalizzati	(9)	(12)	(25)	(25)	(18)	3	-25,0%	(7)	38,9%
Totale Costi	388	289	778	688	635	99	34,3%	53	8,3%
EBITDA	651	651	1.331	1.207	1.141	-	0,0%	66	5,8%
Ammortamenti e perdite di valore	236	201	509	416	418	35	17,4%	(2)	-0,5%
Utile operativo	415	450	822	791	723	(35)	-7,8%	68	9,4%
Proventi finanziari	20	11	31	26	42	9	81,8%	(16)	-38,1%
Oneri finanziari	(71)	(91)	(150)	(161)	(275)	20	-22,0%	114	-41,5%
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3	2	23	2	5	1	50,0%	(3)	-60,0%
Utile prima delle imposte	367	372	726	658	495	(5)	-1,3%	163	32,9%
Imposte	104	133	235	219	(339)	(29)	-21,8%	558	n.a.
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	263	239	491	439	834	24	10,0%	(395)	-47,4%

9.2.2 Informazioni economiche per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009

Di seguito è riportata l'analisi delle variazioni delle principali grandezze economiche intervenute nei semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009. In particolare, l'analisi in oggetto è fornita con riferimento:

- al conto economico consolidato del Gruppo; e
- alle *Business Unit*, con particolare riferimento alle variazioni intervenute nella Capacità installata netta, nella produzione, nei ricavi di vendita e nell'EBITDA.

Conto economico consolidato relativo rispettivamente ai semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009

Nella seguente tabella sono rappresentate le informazioni economiche consolidate del Gruppo rispettivamente per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno		Variazione	
	2010	2009 <i>unaudited</i>		
Ricavi per:				
Vendita energia	751	727	24	3,3%
Vendita certificati	105	82	23	28,0%
Altre vendite e prestazioni	100	59	41	69,5%
Altri ricavi	20	25	(5)	-20,0%
Totale Ricavi	976	893	83	9,3%
Proventi netti da gestione rischio commodity	63	47	16	34,0%
Costi per:				
Materie prime e materiali di consumo	122	57	65	114,0%
Servizi	156	143	13	9,1%
Personale	89	77	12	15,6%
Altri costi operativi	30	24	6	25,0%
Lavori interni capitalizzati	(9)	(12)	3	-25,0%
Totale Costi	388	289	99	34,3%
EBITDA	651	651	-	0,0%
Ammortamenti e perdite di valore	236	201	35	17,4%
Utile operativo	415	450	(35)	-7,8%
Proventi finanziari	20	11	9	81,8%
Oneri finanziari	(71)	(91)	20	-22,0%
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3	2	1	50,0%
Utile prima delle imposte	367	372	(5)	-1,3%
Imposte	104	133	(29)	-21,8%
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	263	239	24	10,0%
<i>Quota di pertinenza del Gruppo</i>	<i>253</i>	<i>223</i>	<i>30</i>	<i>13,5%</i>
<i>Quota di pertinenza di terzi</i>	<i>10</i>	<i>16</i>	<i>(6)</i>	<i>-37,5%</i>

Ricavi

La voce “Ricavi” si riferisce prevalentemente alla produzione e vendita di energia da fonti eoliche, idriche e geotermiche, nonché alle attività di impiantistica e franchising svolte dalla *Business Unit* Enel.si.

Il Gruppo pone in essere strategie di copertura finalizzate a limitare l’esposizione alle oscillazioni dei prezzi di vendita dell’energia e per limitare di conseguenza la volatilità dei relativi ricavi. Il *management* della Società, al fine di monitorare l’andamento dei ricavi, considera l’ammontare di questi ultimi inclusivo dell’effetto delle coperture poste in essere. Nella seguente tabella, si riporta la classificazione dei ricavi, così come monitorati dal *management*.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno					
	2010	(*)	2009	(*)	Variazione	
			<i>unaudited</i>			
Vendita di energia	751	72,3%	727	77,3%	24	3,3%
Proventi netti da gestione rischio commodity	63	6,0%	47	5,0%	16	34,0%
Ricavi per vendita di energia, inclusi effetti gestione rischio commodity	814	78,3%	774	82,3%	40	5,2%
Vendita certificati	105	10,1%	82	8,7%	23	28,0%
Altre vendite e prestazioni	100	9,6%	59	6,3%	41	69,5%
Altri ricavi	20	2,0%	25	2,7%	(5)	-20,0%
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity	1.039	100,0%	940	100,0%	99	10,5%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

Ricavi per vendita di energia, inclusi effetti gestione rischio commodity

Nel primo semestre 2010 i ricavi per vendita di energia, inclusi effetti gestione rischio *commodity*, pari a Euro 814 milioni, registrano un incremento di Euro 40 milioni (5,2%) rispetto al primo semestre 2009. Tale variazione positiva è sostanzialmente riconducibile all’effetto combinato dei seguenti fattori:

- l’incremento derivante dal consolidamento di Ecyr per Euro 51 milioni;
- l’incremento del 9,3% della produzione totale di energia elettrica, passata da 9.908 GWh nel primo semestre 2009 a 10.828 GWh nel primo semestre 2010. Tale variazione riflette principalmente: i) l’effetto del consolidamento di Ecyr la cui produzione nel primo semestre 2010 è pari a 547 GWh (al netto di tale impatto l’incremento totale della produzione di energia elettrica è pari a 3,8%), ii) l’aumento organico della Capacità installata netta, iii) la maggiore disponibilità tecnica degli impianti del Nord America, parzialmente compensati iv) dalla riduzione della produzione idroelettrica in Italia, dovuta alla tendenza al ridimensionamento nel 2010 dei livelli di idraulicità, e in Panama, a causa dell’effetto climatico denominato *El Niño*;
- le politiche di copertura poste in essere dal Gruppo volte a ridurre il rischio connesso alla variazione dei prezzi di vendita dell’energia che hanno generato un maggior provento di Euro 16 milioni, di cui Euro 9 milioni relativo al rilascio a conto economico della porzione rilevata inefficace di un derivato di copertura; e
- riduzione dei prezzi medi di vendita con riferimento ai principali mercati nei quali opera il Gruppo. In particolare, il prezzo medio di vendita di mercato dell’energia in Italia e Spagna nel primo semestre 2010 rispetto al primo semestre 2009 ha registrato una contrazione pari rispettivamente al 7% e 24%.

Ulteriori dettagli relativi ai ricavi, all'andamento dei prezzi, alla capacità produttiva netta e alla produzione nelle singole *Business Unit* in cui è articolato il Gruppo sono riportati nel paragrafo 9.2.4.

Ricavi per vendita certificati

La voce "Ricavi per vendita certificati", aumenta del 28,0%, passando da Euro 82 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 105 milioni nel primo semestre 2010. La variazione della voce in oggetto è sostanzialmente connessa all'incremento della produzione che beneficia di tali incentivi, in parte compensato da una riduzione dei prezzi dei certificati. L'andamento del prezzo dei certificati verdi è principalmente riconducibile alla dinamica della domanda e offerta a sua volta dipendente dalla produzione di energia elettrica, dalle quote d'obbligo e dal prezzo di ritiro definito dal GSE per l'anno di riferimento.

Ricavi per altre vendite e prestazioni

La voce "Ricavi per altre vendite e prestazioni" si riferisce prevalentemente alle attività di impiantistica e franchising svolte dalla *Business Unit* Enel.si. Tale voce aumenta del 69,5%, passando da Euro 59 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 100 milioni nel primo semestre 2010.

Le principali voci che compongono il saldo in oggetto e le relative variazioni sono riconducibili in particolare a ricavi per la realizzazione di impianti fotovoltaici, vendita di materiale fotovoltaico e prestazioni di servizi correlati, che registrano complessivamente un aumento di Euro 42 milioni, passando da Euro 34 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 76 milioni nel primo semestre 2010. Tale aumento deve principalmente imputarsi ai maggiori ricavi da vendita dei pannelli fotovoltaici. La vendita dei pannelli si incrementa, infatti, per effetto della variazione positiva dei volumi di vendita, passati da 10,3 MWp a 46,1 MWp (348%), controbilanciata da una riduzione significativa dei prezzi riconducibile al decremento del costo delle materie prime e all'evoluzione tecnologica. Si segnala che i pannelli fotovoltaici utilizzati per la realizzazione degli impianti sono tipicamente rifatturati al cliente finale con margini contenuti. Pertanto l'aumento dei ricavi per la realizzazione di impianti fotovoltaici è accompagnato da un significativo incremento del costo dei materiali, commentato di seguito.

Altri ricavi

La voce "Altri ricavi" si riferisce a servizi e prestazioni accessorie, quali la cessione a terzi dell'acqua delle centrali per fini diversi dalla produzione dell'energia elettrica (irrigazione) e la cessione di energia termica da centrali geotermiche, rimborsi assicurativi e plusvalenze da cessioni.

Materie prime e materiali di consumo

Nella seguente tabella è dettagliata la voce "Materie prime e materiali di consumo" per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione	
	2010	(*)	2009	(*)		
			<i>unaudited</i>			
Materiali	78	7,5%	41	4,4%	37	90,2%
Energia elettrica	29	2,8%	10	1,1%	19	190,0%
Combustibili e gas	15	1,4%	6	0,6%	9	150,0%
Totale	122	11,7%	57	6,1%	65	114,0%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce "Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity".

I costi per materie prime e materiali di consumo, pari a Euro 122 milioni nel primo semestre 2010, evidenziano un incremento di Euro 65 milioni (114,0%) rispetto al primo semestre 2009.

La voce “Materiali”, che nel primo semestre 2010 registra un incremento pari a Euro 37 milioni, passando da Euro 41 milioni del primo semestre 2009 a Euro 78 milioni del primo semestre 2010, principalmente dovuto all’incremento dei costi relativi al materiale fotovoltaico acquistato in connessione alla crescita dei volumi di vendita di impianti fotovoltaici.

Il costo per energia elettrica si riferisce principalmente all’energia acquistata dal Gruppo per essere rivenduta a terzi, nelle circostanze in cui la produzione non sia stata sufficiente, rispetto agli impegni di vendita sottoscritti. Tale voce al netto del consolidamento di Ecyr nel primo semestre 2010 (Euro 2 milioni) aumenta significativamente per effetto principalmente dei maggiori volumi di energia acquistata a Panama in seguito al decremento della produzione idroelettrica legata agli effetti sfavorevoli del fenomeno meteorologico *El Niño*. Gli accordi in essere con alcuni clienti di Panama, infatti, comportano l’obbligo per il Gruppo di consegnare determinati quantitativi minimi di energia. Pertanto, nelle circostanze in cui il Gruppo non sia in grado di garantire tali quantitativi con la propria produzione, è tenuto all’acquisto di energia da terzi finalizzato alla rivendita.

Il costo per combustibili e gas si riferisce principalmente agli acquisti effettuati dal Gruppo per alimentare gli impianti di biomasse e cogenerazione. Tale voce aumenta nel primo semestre 2010 di Euro 9 milioni, passando da Euro 6 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 15 milioni nel primo semestre 2010, principalmente a seguito dell’inclusione di Ecyr nel perimetro di consolidamento del Gruppo che nel primo semestre 2010 ha sostenuto costi per Euro 7 milioni, a partire dalla data di primo consolidamento.

Per quanto concerne Ecyr, si segnala che il costo del combustibile per la produzione da biomassa e cogenerazione nel periodo aprile - giugno 2010 è incrementato del 21%, rispetto al corrispondente periodo dell’esercizio precedente. Tale variazione deve sostanzialmente ricondursi all’incremento dei costi unitari del combustibile.

Servizi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce “Servizi” per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione	
	2010	(*)	2009	(*)		
			<i>unaudited</i>			
Manutenzioni e riparazioni	31	3,0%	18	1,9%	13	72,2%
Costi per godimento beni di terzi	26	2,5%	22	2,3%	4	18,2%
Costi per trasmissione	11	1,1%	10	1,1%	1	10,0%
Altri costi per servizi	88	8,4%	93	9,9%	(5)	-5,4%
Totale	156	15,0%	143	15,2%	13	9,1%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

I costi per servizi, pari a Euro 156 milioni nel primo semestre 2010, aumentano di Euro 13 milioni (9,1%) rispetto al primo semestre 2009.

Nel corso dei semestri in esame i costi per manutenzioni e riparazioni hanno registrato un incremento per Euro 13 milioni, quale conseguenza della maggiore capacità produttiva installata e delle maggiori attività di manutenzione effettuate in particolare sugli impianti geotermici in Nord America.

I costi per godimento beni di terzi sono prevalentemente riconducibili a canoni di derivazione acque come canoni demaniali, sovracanoni bacini imbriferi montani (BIM) e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico. La variazione in oggetto è

principalmente legata agli effetti derivanti dal consolidamento nel primo semestre 2010 di Ecyr (Euro 2 milioni).

La voce “Costi per trasmissione” accoglie i costi per l’utilizzo delle reti di trasmissione ed è sostanzialmente in linea nei due periodi considerati.

La voce “Altri costi per servizi” è sostanzialmente riconducibile a costi sostenuti in relazione a prestazioni professionali e di servizi e alla gestione di servizi comuni, con particolare riferimento alla gestione delle relazioni esterne, alle attività e assistenza legale in materia penale, ambientale, sicurezza sul lavoro, privacy e proprietà industriale, alle attività relative al personale tra le quali la selezione e pianificazione delle risorse umane, alle attività di segreteria societaria tra le quali la gestione delle operazioni societarie straordinarie, alle attività di amministrazione, pianificazione e controllo, etc. In particolare, la voce in oggetto al netto degli effetti relativi al consolidamento di Ecyr nel primo semestre 2010 (Euro 12 milioni) diminuisce di Euro 17 milioni. Tale decremento è principalmente legato a minori costi con società facenti parte del Gruppo Enel per Euro 13 milioni, di cui Euro 11 milioni a seguito della rinegoziazione nel secondo semestre del 2009 dei costi di relativi a management fee, service fee, marchio ed altre prestazioni fornite all’Emittente e alle sue controllate.

Personale

Nella seguente tabella è dettagliata la voce “Personale” per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione	
	2010	(*)	2009 <i>unaudited</i>	(*)		
Salari e stipendi	68	6,5%	59	6,3%	9	15,3%
Oneri sociali	16	1,5%	14	1,5%	2	14,3%
TFR, altri benefici ai dipendenti ed altri costi	3	0,3%	3	0,3%	-	0,0%
Altri costi	2	0,3%	1	0,1%	1	100,0%
Totale	89	8,6%	77	8,2%	12	15,6%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

Il costo del personale, pari a Euro 89 milioni nel primo semestre 2010, aumenta di Euro 12 milioni (15,6%) rispetto al primo semestre 2009. La variazione in oggetto è sostanzialmente riconducibile all’aumento della consistenza media del personale che passa da 2.585 unità nel primo semestre 2009 a 2.826 unità nel primo semestre 2010 (+9,3%). Tale variazione è principalmente legata al completamento delle strutture organizzative, conseguente alla costituzione del Gruppo e agli effetti derivanti dal consolidamento nel primo semestre 2010 di Ecyr, il cui personale ha una consistenza media nel semestre 2010 di 70 unità con un costo complessivo pari a Euro 3 milioni.

Altri costi operativi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce “Altri costi operativi” per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione	
	2010	(*)	2009	(*)		
			<i>unaudited</i>			
Imposte e tasse	14	1,3%	9	1,0%	5	55,6%
Contributi	10	1,0%	12	1,3%	(2)	-16,7%
Altri oneri diversi di gestione	6	0,6%	3	0,3%	3	100,0%
Totale	30	2,9%	24	2,6%	6	25,0%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

La voce “Altri costi operativi”, pari a Euro 30 milioni nel primo semestre 2010, aumenta di Euro 6 milioni (25,0%) rispetto al primo semestre 2009.

La voce “Imposte e tasse” include i costi per l’Imposta Comunale sugli Immobili in Italia (“ICI”), e altre imposte e tasse connesse all’operatività nel settore dell’energia elettrica in Nord America e in Iberia e America Latina. L’impatto derivante dal consolidamento di Ecyr nel primo semestre 2010 è pari a Euro 1 milione.

La voce “Contributi” diminuisce di Euro 2 milioni nel primo semestre 2010 rispetto al semestre precedente e si riferisce prevalentemente a 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” aumenta di Euro 3 milioni, da Euro 3 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 6 milioni nel primo semestre 2010. La voce in oggetto accoglie costi per accantonamenti per rischi e oneri e per altri oneri di gestione.

EBITDA

L’EBITDA del Gruppo è costante nei semestri in esame, pari a Euro 651 milioni. La marginalità rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity” passa dal 69,3% nel primo semestre 2009 al 62,7% nel primo semestre 2010. Tale variazione è influenzata dal combinato effetto del consolidamento di Ecyr e dell’incremento dei ricavi di Enel.Si, la cui marginalità è inferiore a quella delle altre *Business Unit* del Gruppo.

Al netto del consolidamento di Ecyr e del margine relativo alla *Business Unit* Enel.Si, la marginalità rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity” passa dal 73,4% nel primo semestre 2009 al 68,9% nel primo semestre 2010. Tale variazione è riconducibile al combinato effetto della riduzione dei ricavi medi unitari realizzati dal Gruppo e dell’incremento dei costi di acquisto di energia elettrica in Panama registrato nel primo semestre 2010.

Ammortamenti e perdite di valore

Nella seguente tabella è dettagliata la voce “Ammortamenti e perdite di valore” per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione	
	2010	(*)	2009	(*)		
			<i>unaudited</i>			
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	219	21,1%	194	20,6%	25	12,9%
Ammortamento attività immateriali	14	1,3%	7	0,8%	7	100,0%
Perdite di valore	3	0,3%	-	0,0%	3	n.a.
Totale	236	22,7%	201	21,4%	35	17,4%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

La voce “Ammortamenti e perdite di valore” è pari a Euro 236 milioni nel primo semestre 2010 ed Euro 201 milioni nel primo semestre 2009. In particolare si rileva:

- l’incremento degli ammortamenti su immobili, impianti e macchinari per Euro 25 milioni (12,9%), riconducibile prevalentemente al consolidamento nel primo semestre 2010 di Ecyr (Euro 16 milioni) e agli investimenti entrati in funzione dopo il primo semestre 2009;
- l’incremento degli ammortamenti delle attività immateriali, per Euro 7 milioni (100,0%), prevalentemente legato al consolidamento nel primo semestre 2010 di Ecyr (Euro 6 milioni); e
- le perdite di valore nel primo semestre 2010, pari a Euro 3 milioni, principalmente riconducibili per Euro 2 milioni alla svalutazione di impianti di Eufer e per Euro 1 milione alla svalutazione di crediti commerciali di Ecyr.

Proventi e oneri finanziari

Nella seguente tabella sono dettagliate le voci “Proventi finanziari e oneri finanziari” per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione	
	2010	(*)	2009	(*)		
			<i>unaudited</i>			
Differenze positive di cambio	7	0,7%	2	0,3%	5	250,0%
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	7	0,7%	6	0,6%	1	16,7%
Proventi da strumenti finanziari derivati	6	0,6%	3	0,3%	3	100,0%
Totale proventi finanziari	20	1,9%	11	1,2%	9	81,8%
Interessi ed altri oneri da passività finanziarie	55	5,3%	80	8,5%	(25)	-31,3%
Differenze negative di cambio	7	0,7%	8	0,9%	(1)	-12,5%
Oneri da strumenti finanziari derivati	5	0,4%	3	0,3%	2	66,7%
Svalutazione e ripristino attività finanziarie	4	0,4%	-	0,0%	4	n.a.
Totale oneri finanziari	71	6,8%	91	9,7%	(20)	-22,0%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(51)	-4,9%	(80)	-8,5%	29	-36,3%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

La voce “Proventi finanziari” registra nel primo semestre 2010 un incremento di Euro 9 milioni, passando da Euro 11 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 20 milioni nel primo semestre 2010. Tale variazione è riconducibile principalmente: *i)* al consolidamento nel primo semestre 2010 di Ecyr per Euro 3 milioni, *ii)* ai proventi da strumenti finanziari derivati, e *iii)* agli effetti contabili positivi derivanti dalle procedure di traduzione dei crediti e debiti espressi in valute diverse dalla valuta funzionale.

La voce “Oneri finanziari” diminuisce nel primo semestre 2010 di Euro 20 milioni, passando da Euro 91 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 71 milioni nel primo semestre 2010. Tale variazione è riconducibile principalmente al decremento della voce “Interessi e altri oneri da passività finanziarie” a seguito: *i)* della ripatrimonializzazione dell’Emittente (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 10 del Prospetto) connessa alla conversione in patrimonio di Euro 3.700 milioni del conto corrente intersocietario detenuto con Enel, *ii)* del decremento dei tassi di interesse registrato dopo il primo semestre 2009 e nel primo semestre 2010 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 10 del Prospetto), parzialmente compensata *iii)* dal consolidamento di oneri finanziari di Ecyr nel primo semestre 2010 (Euro 10 milioni).

Utile prima delle imposte

L’utile prima delle imposte nel primo semestre 2010 pari a Euro 367 milioni è in linea con il primo semestre 2009 pari a Euro 372 milioni, registrando un decremento dell’1,3%. Oltre a quanto commentato in relazione alla voce “EBITDA”, tale andamento è caratterizzato dall’incremento degli ammortamenti e perdite di valore solo parzialmente compensato dal decremento degli oneri finanziari.

Imposte

La voce “Imposte” registra nel primo semestre 2010 una riduzione di Euro 29 milioni, passando da Euro 133 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 104 milioni nel primo semestre 2010. L’aliquota fiscale effettiva passa dal 35,8% nel primo semestre 2009 al 28,2% nel primo semestre 2010. Tale decremento è principalmente riconducibile ai benefici, per un effetto pari a Euro 25 milioni, derivanti dall’applicazione delle agevolazioni fiscali previste in Italia dal DL 78/2009 (Tremonti Ter) entrato in vigore nel secondo semestre del 2009 per investimenti in macchinari effettuati fino al 30 giugno 2010.

Nella seguente tabella si riporta la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno			
	2010	(*)	2009 <i>unaudited</i>	(*)
Utile prima delle imposte	367		372	
Imposte teoriche	101	27,5%	102	27,5%
Effetto aliquote locali	(7)	-1,8%	1	0,3%
Addizionale IRES	16	4,4%	19	5,2%
Effetto Tremonti Ter	(25)	-6,7%	-	0,0%
Differenze permanenti e partite minori	3	0,5%	(5)	-1,4%
IRAP	16	4,4%	16	4,4%
Totale	104	28,2%	133	35,8%

Utile dell’esercizio

L’utile dell’esercizio aumenta passando da Euro 239 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 263 milioni nel primo semestre 2010. In aggiunta a quanto commentato in relazione alla voce “Utile prima delle imposte”, tale andamento è caratterizzato dalla riduzione delle imposte nel primo semestre 2010 per effetto principalmente dei benefici fiscali in Italia.

9.2.3 Informazioni economiche per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008

Di seguito è riportata l'analisi delle variazioni delle principali grandezze economiche intervenute negli esercizi 2009 – 2008. In particolare, l'analisi in oggetto è fornita con riferimento:

- al conto economico consolidato e aggregato del Gruppo relativi agli esercizi chiusi rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008;
- alle *Business Unit*, con particolare riferimento alle variazioni intervenute negli esercizi 2009 – 2008 nella Capacità installata netta, nella produzione, nei ricavi di vendita e nell'EBITDA.

Conto economico consolidato e aggregato relativo rispettivamente agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008

Nella seguente tabella sono rappresentate le informazioni economiche consolidate e aggregate del Gruppo rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 Dicembre			
	2009	2008	Variazione	
Ricavi per:				
Vendita energia	1.332	1.423	(91)	-6,4%
Vendita certificati	176	162	14	8,6%
Altre vendite e prestazioni	225	204	21	10,3%
Altri ricavi	44	18	26	Na
Totale Ricavi	1.777	1.807	(30)	-1,7%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	(31)	149	n.a.
Costi per:				
Materie prime e materiali di consumo	206	178	28	15,7%
Servizi	275	261	14	5,4%
Personale	172	149	23	15,4%
Altri costi operativi	60	65	(5)	-7,7%
Lavori interni capitalizzati	(25)	(18)	(7)	38,9%
Totale Costi	688	635	53	8,3%
EBITDA	1.207	1.141	66	5,8%
Ammortamenti e perdite di valore	416	418	(2)	-0,5%
Utile operativo	791	723	68	9,4%
Proventi finanziari	26	42	(16)	-38,1%
Oneri finanziari	(161)	(275)	114	-41,5%
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	5	(3)	-60,0%
Utile prima delle imposte	658	495	163	32,9%
Imposte	219	(339)	558	n.a.
Utile dell'esercizio (Gruppo e terzi)	439	834	(395)	-47,4%

Ricavi

La voce “Ricavi” si riferisce prevalentemente alla produzione e vendita di energia da fonti eoliche, idriche e geotermiche, nonché alle attività di impiantistica e franchising svolte dalla *Business Unit* Enel.si.

Il Gruppo pone in essere strategie di copertura finalizzate a limitare l’esposizione alle oscillazioni dei prezzi di vendita dell’energia e per limitare di conseguenza la volatilità dei relativi ricavi. Il *management* della Società, al fine di monitorare l’andamento dei ricavi, considera l’ammontare di questi ultimi inclusivo dell’effetto delle coperture poste in essere. Nella seguente tabella, si riporta la classificazione dei ricavi, così come monitorati dal *management*:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2009	(*)	2008	(*)	Variazione	
Vendita di energia	1.332	70,3%	1.423	80,1%	(91)	-6,4%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	6,2%	(31)	-1,7%	149	n.a.
Ricavi per vendita di energia, inclusi effetti gestione rischio commodity	1.450	76,5%	1.392	78,4%	58	4,2%
Vendita certificati	176	9,3%	162	9,1%	14	8,6%
Altre vendite e prestazioni	225	11,9%	204	11,5%	21	10,3%
Altri ricavi	44	2,3%	18	1,0%	26	n.a.
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity	1.895	100,0%	1.776	100,0%	119	6,7%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

Ricavi per vendita di energia, inclusi effetti gestione rischio commodity

Nell’esercizio 2009 i ricavi per vendita di energia, inclusi effetti gestione rischio *commodity*, pari a Euro 1.450 milioni, registrano un incremento di Euro 58 milioni (4,2%) rispetto all’esercizio 2008. Tale variazione positiva è sostanzialmente riconducibile all’effetto combinato dei seguenti fattori:

- l’incremento del 9,7% della produzione totale di energia elettrica, passata da 17.234 GWh nel 2008 a 18.903 GWh nel 2009. Tale variazione riflette l’aumento della capacità installata, le favorevoli condizioni climatiche con particolare riferimento all’Italia e la disponibilità tecnica degli impianti di cui ha beneficiato il Gruppo nell’esercizio 2009, rispetto all’esercizio precedente;
- la flessione dei prezzi medi di vendita con riferimento ai principali mercati sui quali opera il Gruppo;
- le politiche di copertura poste in essere dal Gruppo volte a ridurre il rischio connesso alla variazione dei prezzi di vendita dell’energia sul mercato italiano, che hanno generato un provento per Euro 118 milioni nel 2009 e un onere per Euro 31 milioni nel 2008;
- l’andamento complessivamente favorevole dei tassi di cambio.

Ulteriori dettagli relativi ai ricavi, all’andamento dei prezzi, alla capacità installata netta e alla produzione nelle singole *Business Unit* in cui è articolato il Gruppo sono riportati nel successivo paragrafo 9.2.4.

Ricavi per vendita certificati

La voce “Ricavi per vendita certificati”, aumenta dell’8,6%, passando da Euro 162 milioni nel 2008 a Euro 176 milioni nel 2009. La variazione della voce in oggetto è sostanzialmente connessa all’incremento della produzione che beneficia di tali incentivi, in parte compensato da una riduzione dei prezzi dei certificati. L’andamento del prezzo dei certificati verdi è principalmente riconducibile alla dinamica della domanda e

offerta a sua volta dipendente dalla produzione di energia elettrica, dalle quote d'obbligo e dal prezzo di ritiro definito dal GSE per l'anno di riferimento.

Ricavi per altre vendite e prestazioni

La voce "Ricavi per altre vendite e prestazioni" si riferisce prevalentemente alle attività di impiantistica e franchising svolte dalla *Business Unit* Enel.si. Tale voce aumenta del 10,3%, passando da Euro 204 milioni nel 2008 a Euro 225 milioni nel 2009.

Le principali voci che compongono il saldo in oggetto e le relative variazioni sono riconducibili a:

- i) ricavi per la realizzazione di impianti fotovoltaici, vendita di materiale fotovoltaico e prestazioni di servizi correlati, che registrano complessivamente una riduzione di Euro 11 milioni, passando da Euro 125 milioni nel 2008 a Euro 114 milioni nel 2009. Tale riduzione deve principalmente imputarsi a minori ricavi per Euro 32 milioni in relazione all'attività di realizzazione degli impianti, non più svolta a partire dall'esercizio 2009, parzialmente bilanciata da un incremento dei ricavi da vendita dei pannelli fotovoltaici. La vendita dei pannelli si incrementa, infatti, per effetto della variazione positiva dei volumi di vendita passati da 36 MWp a 50 MWp (38,9%), controbilanciata da una riduzione dei prezzi di circa il 34%, riconducibile al decremento del costo delle materie prime e all'evoluzione tecnologica;
- ii) ricavi per la vendita di titoli di efficienza energetica, che evidenziano un incremento di Euro 37 milioni, passando da Euro 13 milioni nel 2008 a Euro 50 milioni nel 2009. Si evidenzia che questi ultimi ricavi sono riconducibili ai progetti di efficienza energetica realizzati nel corso del biennio 2007-2008 e prevalentemente venduti nel 2009, a seguito dell'ottenimento delle necessarie approvazioni da parte delle autorità competenti. Il *management* ritiene che l'attuale livello di ricavi sarà mantenuto in futuro attraverso la vendita di titoli di efficienza energetica e nuove iniziative nell'ambito dell'efficienza energetica.

Altri ricavi

La voce "Altri ricavi" si riferisce a servizi e prestazioni accessorie, quali la cessione a terzi dell'acqua delle centrali per fini diversi dalla produzione dell'energia elettrica (irrigazione) e la cessione di energia termica da centrali geotermiche. Con particolare riferimento all'esercizio 2009, la voce accoglie, inoltre, i contributi riconosciuti al Gruppo a fronte di specifici accordi, pari a Euro 13 milioni.

Materie prime e materiali di consumo

Nella seguente tabella è dettagliata la voce "Materie prime e materiali di consumo" per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2009	(*)	2008	(*)	Variazione	
Materiali	157	8,3%	120	6,8%	37	30,8%
Energia elettrica	37	2,0%	45	2,5%	(8)	-17,8%
Combustibili e gas	12	0,6%	13	0,7%	(1)	-7,7%
Totale	206	10,9%	178	10,0%	28	15,7%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce "Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity".

I costi per materie prime e materiali di consumo, pari a Euro 206 milioni nell'esercizio 2009, evidenziano un incremento di Euro 28 milioni (15,7%) rispetto all'esercizio 2008.

La voce “Materiali”, che nell’esercizio 2009 registra un incremento pari a Euro 37 milioni, passando da Euro 120 milioni dell’esercizio 2008 a Euro 157 milioni per l’esercizio 2009, principalmente include: *i*) costi dei materiali per la manutenzione ordinaria degli impianti in esercizio, che nell’esercizio 2009 sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2008, *ii*) costi per la manutenzione straordinaria dei impianti in esercizio e *iii*) costi relativi al materiale fotovoltaico venduto. In particolare, l’incremento della voce di costo in oggetto è riconducibile:

- quanto a Euro 31 milioni, alla significativa crescita dei volumi di vendita di impianti fotovoltaici, che ha determinato un corrispondente aumento dei costi per materiali, e all’incremento nel volume di vendita dei titoli di efficienza energetica;
- per quanto riguarda il residuo, al maggiore utilizzo di materiali per la realizzazione e manutenzione straordinaria di impianti effettuate nell’esercizio 2009, oggetto di capitalizzazione attraverso la voce di conto economico “Costi per lavori interni capitalizzati”.

Il costo per energia elettrica si riferisce principalmente all’energia acquistata dal Gruppo per essere rivenduta a terzi, nelle circostanze in cui la produzione non sia stata sufficiente, rispetto agli impegni di vendita sottoscritti. Tale voce diminuisce passando da Euro 45 milioni nel 2008 a Euro 37 milioni nel 2009 (17,8%) per effetto principalmente di: *i*) il decremento dei prezzi medi di acquisto dell’esercizio 2009 rispetto al precedente; parzialmente bilanciati da *ii*) un incremento dei volumi di acquisto.

Servizi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce “Servizi” per gli esercizi 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2009	(*)	2008	(*)	Variazione	
Manutenzioni e riparazioni	53	2,8%	35	2,0%	18	51,4%
Costi per godimento beni di terzi	42	2,2%	47	2,7%	(5)	-10,6%
Costi per trasmissione	21	1,1%	22	1,2%	(1)	-4,5%
Altri costi per servizi	159	8,4%	157	8,8%	2	1,3%
Totale	275	14,5%	261	14,7%	14	5,4%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

I costi per servizi, pari a Euro 275 milioni nel 2009, aumentano di Euro 14 milioni (5,4%) rispetto al 2008.

Nel corso degli esercizi in esame i costi per manutenzioni e riparazioni hanno registrato un incremento per Euro 18 milioni, quale conseguenza della maggiore capacità produttiva installata e delle maggiori attività di manutenzione programmate in Italia per l’esercizio 2009 rispetto al 2008.

I costi per godimento beni di terzi sono prevalentemente riconducibili a canoni di derivazione acque come canoni demaniali, sovraccanoni bacini imbriferi montani (BIM) e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

La voce “Costi per trasmissione” accoglie i costi per l’utilizzo delle reti di trasmissione.

La voce “Altri costi per servizi” è sostanzialmente riconducibile a costi sostenuti in relazione a prestazioni professionali e di servizi e alla gestione di servizi comuni, con particolare riferimento alla gestione delle relazioni esterne, alle attività e assistenza legale in materia penale, ambientale, sicurezza sul lavoro, privacy e proprietà industriale, alle attività relative al personale tra le quali la selezione e pianificazione delle risorse umane, alle attività di segreteria societaria tra le quali la gestione delle operazioni societarie straordinarie, alle attività di amministrazione, pianificazione e controllo, etc.. In particolare, la voce in oggetto include

anche gli effetti relativi a contratti in essere con società facenti parte del Gruppo Enel che hanno comportato costi per Euro 76 milioni nel 2009 ed Euro 91 milioni nel 2008.

Personale

Nella seguente tabella è dettagliata la voce “Personale” per gli esercizi 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2009	(*)	2008	(*)	Variazione	
Salari e stipendi	121	6,4%	115	6,4%	6	5,2%
Oneri sociali	30	1,6%	26	1,5%	4	15,4%
TFR, altri benefici ai dipendenti ed altri costi	21	1,1%	8	0,5%	13	162,5%
Totale	172	9,1%	149	8,4%	23	15,4%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

Il costo del personale, pari a Euro 172 milioni nel 2009, aumenta di Euro 23 milioni (15,4%) rispetto al 2008. La variazione in oggetto è sostanzialmente riconducibile a:

- consistenza del personale che aumenta di 282 risorse, passando da 2.403 risorse al 31 dicembre 2008 a 2.685 risorse al 31 dicembre 2009⁵⁵. Tale variazione è sostanzialmente connessa al completamento delle strutture organizzative, conseguente alla costituzione del Gruppo;
- oneri non ricorrenti sostenuti nel 2009 connessi al costo per il completamento dell’organizzazione aziendale, pari a Euro 9 milioni (rilascio di accantonamenti per oneri non ricorrenti pari a Euro 4 milioni effettuati nel 2008), contabilizzati nelle voce “TFR, altri benefici ai dipendenti ed altri costi”.

Altri costi operativi

Nella seguente tabella è dettagliata la voce “Altri costi operativi” per gli esercizi 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2009	(*)	2008	(*)	Variazione	
Contributi	26	1,4%	14	0,8%	12	85,7%
Imposte e tasse	19	1,0%	19	1,1%	-	0,0%
Altri oneri diversi di gestione	15	0,8%	32	1,8%	(17)	-53,1%
Totale	60	3,2%	65	3,7%	(5)	-7,7%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

La voce “Altri costi operativi”, pari a Euro 60 milioni nel 2009, diminuisce di Euro 5 milioni (7,7%) rispetto al 2008.

La voce contributi aumenta di Euro 12 milioni nel 2009 rispetto all’esercizio precedente di cui Euro 7 milioni per effetto della rilevazione in tale voce dei contributi erogati a favore della Regione Toscana, in base al Protocollo d’intesa sottoscritto con la Regione stessa per lo sviluppo sostenibile della geotermia. Si segnala che il corrispondente importo per l’esercizio 2008 – pari a Euro 7 milioni – era stato rilevato come un accantonamento nella voce “altri oneri diversi di gestione” poiché, alla chiusura del relativo esercizio, il protocollo di intesa in parola era ancora in fase di definizione.

⁵⁵ Dato storico al 31 dicembre 2009; per l’indicazione del dato *pro-forma* al 31 dicembre 2009 che tiene conto dei dipendenti di Ecyr si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo XVII, Paragrafo 17.1.

La voce “Imposte e tasse” include i costi per l’Imposta Comunale sugli Immobili in Italia (“ICI”), e altre imposte e tasse minori connesse all’operatività nel settore dell’energia elettrica in Nord America e in Iberia e America Latina.

La voce “Altri oneri diversi di gestione” diminuisce di Euro 17 milioni, da Euro 32 milioni nel 2008 a Euro 15 milioni nel 2009. La voce in oggetto accoglie costi per accantonamenti per rischi e oneri e per altri oneri di gestioni. In particolare, il saldo relativo 2008 include il sopramenzionato accantonamento di Euro 7 milioni, in relazione al protocollo di intesa sottoscritto con la Regione Toscana, ed Euro 8 milioni relativi ad una minusvalenza connessa alla cessione di un impianto.

EBITDA

L’EBITDA del Gruppo aumenta di Euro 66 milioni 5,8%, passando da Euro 1.141 milioni nel 2008 a Euro 1.207 milioni del 2009; contestualmente la marginalità rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity” diminuisce dello 0,5%, passando dal 64,2% per l’esercizio 2008 al 63,7% per l’esercizio 2009. La suddetta variazione è sostanzialmente connessa all’aumento dei Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio *commodity* per Euro 119 milioni (6,7%), che passano da Euro 1.776 milioni nel 2008 a Euro 1.895 milioni nel 2009, come precedentemente commentato.

Ammortamenti e perdite di valore

Nella seguente tabella è dettagliata la voce “Ammortamenti e perdite di valore” per gli esercizi 2009 e 2008.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2009	(*)	2008	(*)	Variazione	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	396	20,9%	378	21,3%	18	4,8%
Ammortamento attività immateriali	17	0,9%	12	0,7%	5	41,7%
Perdite di valore	3	0,2%	28	1,6%	(25)	-89,3%
Totale	416	22,0%	418	23,6%	(2)	-0,5%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

La voce “Ammortamenti e perdite di valore” è pari a Euro 416 milioni nel 2009 ed Euro 418 milioni nel 2008. In particolare si rileva:

- l’incremento degli ammortamenti su immobili, impianti e macchinari per Euro 18 milioni (4,8%), riconducibile agli investimenti entrati in funzione nel corso dell’esercizio 2009;
- l’incremento degli ammortamenti delle attività immateriali, per Euro 5 milioni (41,7%), connesso alle immobilizzazioni immateriali acquisite a seguito di aggregazioni aziendali;
- la riduzione delle perdite di valore per Euro 25 milioni (89,3%). In particolare, il saldo in oggetto per l’esercizio 2008 è riferibile al costo afferente alla svalutazione per Euro 27 milioni di alcuni impianti geotermici.

Proventi e oneri finanziari

Nella seguente tabella sono dettagliate le voci “Proventi finanziari e oneri finanziari” per gli esercizi 2009 e 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Esercizio chiuso al 31 Dicembre					
	2009	(*)	2008	(*)	Variazione	
Differenze positive di cambio	13	0,7%	29	1,6%	(16)	-55,2%
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	7	0,4%	12	0,7%	(5)	-41,7%
Proventi da strumenti finanziari derivati	5	0,3%	1	0,1%	4	400,0%
Altri proventi finanziari	1	0,1%	-	0,0%	1	100,0%
Totale proventi finanziari	26	1,4%	42	2,4%	(16)	-38,1%
Interessi ed altri oneri da passività finanziarie	138	7,3%	251	14,1%	(113)	-45,0%
Differenze negative di cambio	16	0,8%	23	1,3%	(7)	-30,4%
Oneri da strumenti finanziari derivati	7	0,4%	1	0,1%	6	600,0%
Totale oneri finanziari	161	8,5%	275	15,5%	(114)	-41,5%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(135)	-7,1%	(233)	-13,1%	98	-42,1%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce “Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity”.

La voce “Proventi finanziari” registra nell’esercizio 2009 una riduzione di Euro 16 milioni, passando da Euro 42 milioni nel 2008 a Euro 26 milioni nel 2009. Tale variazione è riconducibile principalmente agli effetti contabili derivanti dalle procedure di consolidamento dei finanziamenti espressi in valute diverse dall’Euro, soprattutto dell’area America Latina.

La voce “Oneri finanziari” diminuisce nell’esercizio 2009 di Euro 114 milioni, passando da Euro 275 milioni nel 2008 a Euro 161 milioni nel 2009. Tale variazione è riconducibile principalmente alla voce “Interessi e altri oneri da passività finanziarie” che beneficia del decremento dei tassi di interesse registrato fra il 2008 e il 2009. In particolare, il tasso di interesse medio sul conto corrente intersocietario – che accoglie la parte preponderante dell’indebitamento finanziario dell’Emittente (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 10 del Prospetto) – diminuisce dal 4,395% nel 2008 all’1,629% nel 2009.

Utile prima delle imposte

L’utile prima delle imposte aumenta nell’esercizio 2009 passando da Euro 495 milioni nel 2008 a Euro 658 milioni nel 2009, registrando un incremento del 32,9%, principalmente attribuibile alla crescita registrata nell’EBITDA e al decremento degli oneri finanziari.

Imposte

La voce “Imposte” registra nell’esercizio 2009 una riduzione di Euro 558 milioni, passando da un saldo positivo per Euro 339 milioni nel 2008 a un saldo negativo per Euro 219 milioni nel 2009. Nella seguente tabella si riporta la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva per gli esercizi 2008 e 2009.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 Dicembre			
	2009		2008	
Utile prima delle imposte	658		495	
Imposte teoriche	181	27,5%	136	27,5%
Effetto aliquote locali	(22)	-3,3%	1	0,2%
Effetto <i>Robin Tax</i>	34	5,2%	17	3,4%
Differenze permanenti e partite minori	1	0,2%	(4)	-0,8%
Differenze su stime anni precedenti	(5)	-0,8%	-	0,0%
IRAP	30	4,6%	33	6,7%
Effetto Imposta sostitutiva	-		(522)	-105,5%
Totale	219	33,3%	(339)	-68,5%

Con riferimento all’esercizio 2008, il Gruppo, applicando quanto previsto dalla legge n.244 del 24 dicembre 2007 (“Finanziaria 2008”), ha riallineato i valori fiscali di taluni cespiti ai relativi valori civilistici mediante il pagamento di un’imposta sostitutiva per complessivi Euro 522 milioni, calcolata applicando ai maggiori valori oggetto di riallineamento: *i)* l’aliquota del 12% fino a Euro 5 milioni, *ii)* del 14% sulla parte eccedente Euro 5 milioni e fino a Euro 10 milioni, e *iii)* del 16% sulla parte eccedente Euro 10 milioni. Tale operazione ha consentito al Gruppo di rilasciare a conto economico il debito per imposte differite iscritto a fronte delle suddette differenze temporanee, pari a Euro 1.039 milioni.

L’effetto combinato di tali operazioni sulla voce “Imposte” dell’esercizio 2008 è positivo e pari a Euro 522 milioni.

Utile dell’esercizio

L’utile dell’esercizio diminuisce passando da Euro 834 milioni nel 2008 a Euro 439 milioni nel 2009. In aggiunta a quanto commentato in relazione alla voce “Utile prima delle imposte”, tale andamento è caratterizzato dal beneficio non ricorrente registrato nel 2008 – pari ad Euro 522 milioni – derivante dall’opzione per il predetto regime di imposizione sostitutiva.

Al netto degli effetti di tale beneficio non ricorrente, l’Utile d’esercizio (Gruppo e terzi) 2008 è pari a Euro 312 milioni e tale voce registra una variazione positiva nell’esercizio 2009 rispetto al 2008 per Euro 127 milioni (40,7%).

9.2.4 Analisi dei principali indicatori economico-gestionali per Business Unit

Nel presente paragrafo sono commentate le variazioni intervenute con riferimento ai principali indicatori utilizzati dal *Management* dell’Emittente per monitorare l’andamento delle *Business Unit*: Capacità installata netta, Produzione, Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio *commodity* e EBITDA. Nelle seguenti tabelle, con riferimento a ciascuna Business Unit, si riporta l’andamento della Produzione, dei Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio *commodity* ed EBITDA per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 e il confronto della Capacità installata netta per il semestre chiuso 30 giugno 2010 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

Capacità installata netta per Business Unit (in MW)

(MW)	Al 30 Giugno		Al 31 Dicembre		Variazione 2010-2009	
	2010	(*)	2009	(*)		
Italia ed Europa	2.897	50,3%	2.859	59,5%	38	1,3%
Nord America	788	13,7%	788	16,4%	0	0,0%
Iberia e America Latina	2.076	36,0%	1.161	24,1%	915	78,8%
Totale capacità installata netta	5.761	100,0%	4.808	100,0%	953	19,8%

(*) incidenza calcolata rispetto al totale.

(MW)	Al 31 Dicembre		Al 31 Dicembre		Variazione 2009-2008	
	2009	(*)	2008	(*)		
Italia ed Europa	2.859	59,5%	2.638	59,3%	221	8,4%
Nord America	788	16,4%	749	16,8%	39	5,2%
Iberia e America Latina	1.161	24,1%	1.065	23,9%	96	9,0%
Totale capacità installata netta	4.808	100,0%	4.452	100,0%	356	8,0%

(*) incidenza calcolata rispetto al totale.

Produzione per Business Unit (in GWh)

(GWh)	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione semestri 2010-2009	
	2010	(*)	2009	(*)		
Italia ed Europa	6.632	61,2%	6.453	65,1%	179	2,8%
Nord America	1.384	12,8%	1.223	12,4%	161	13,2%
Iberia e America Latina	2.812	26,0%	2.232	22,5%	580	26,0%
Totale produzione netta	10.828	100,0%	9.908	100,0%	920	9,3%

(*) incidenza calcolata rispetto al totale.

(GWh)	Esercizio chiuso al 31 Dicembre				Variazione esercizi 2009-2008	
	2009	(*)	2008	(*)		
Italia ed Europa	12.047	63,7%	11.105	64,4%	942	8,5%
Nord America	2.428	12,8%	1.869	10,8%	559	29,9%
Iberia e America Latina	4.428	23,4%	4.260	24,7%	168	3,9%
Totale produzione netta	18.903	100,0%	17.234	100,0%	1.669	9,7%

(*) incidenza calcolata rispetto al totale.

Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity

(Milioni di Euro)	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione semestri 2010-2009	
	2010	(*)	2009	(*)		
	<i>unaudited</i>					
Italia ed Europa	629	60,5%	646	68,7%	(17)	-2,6%
Nord America	85	8,2%	73	7,8%	12	16,4%
Iberia e America Latina	243	23,4%	182	19,4%	61	33,5%
Enel.Si	82	7,9%	39	4,1%	43	110,3%
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity	1.039	100,0%	940	100,0%	99	10,5%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce "Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity".

<i>(Milioni di Euro)</i>	Esercizio chiuso al 31 Dicembre				Variazione esercizi 2009-2008	
	2009	(*)	2008	(*)		
Italia ed Europa	1.221	64,4%	1.144	64,4%	77	6,7%
Nord America	144	7,6%	106	6,0%	38	35,8%
Iberia e America Latina	352	18,6%	373	21,0%	(21)	-5,6%
Enel.Si	178	9,4%	153	8,6%	25	16,3%
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity	1.895	100,0%	1.776	100,0%	119	6,7%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce "Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity".

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno				Variazione semestri 2010-2009	
	2010	(*)	2009	(*)		
			<i>unaudited</i>			
Italia ed Europa	469	74,6%	488	75,5%	(19)	-3,9%
Nord America	49	57,6%	48	65,8%	1	2,1%
Iberia e America Latina	132	54,3%	125	68,7%	7	5,6%
Enel.Si	1	1,2%	(10)	-25,6%	11	-110,0%
EBITDA (*)	651	62,7%	651	69,3%	-	0,0%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce "Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity" della relativa Business Unit.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Esercizio chiuso al 31 Dicembre				Variazione esercizi 2009-2008	
	2009	(*)	2008	(*)		
Italia ed Europa	898	73,5%	838	73,3%	60	7,2%
Nord America	90	62,5%	64	60,4%	26	40,6%
Iberia e America Latina	212	60,2%	233	62,5%	(21)	-9,0%
Enel.Si	7	3,9%	6	3,9%	1	16,7%
EBITDA (*)	1.207	63,7%	1.141	64,2%	66	5,8%

(*) incidenza calcolata rispetto alla voce "Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity" della relativa Business Unit.

9.2.4.1 ITALIA ED EUROPA

Capacità installata netta

2009 vs Primo semestre 2010

La *Business Unit* Italia ed Europa al 30 giugno 2010 registra un incremento della Capacità installata netta dell'1,3% (38 MW) rispetto al 31 dicembre 2009, passando da 2.859 MW a 2.897 MW, prevalentemente riconducibile a:

- potenziamento dell'impianto eolico di Tula 2 in Sardegna per una Capacità installata netta aggiuntiva di 16 MW; e
- entrata in funzione in Bulgaria dell'impianto eolico di Shabla per una Capacità installata netta complessiva di 21 MW.

2008 vs 2009

Al 31 dicembre 2009 la Capacità installata netta registra un incremento dell'8,4% (221 MW), passando da 2.638 MW al 31 dicembre 2008 a 2.859 MW al 31 dicembre 2009, prevalentemente riconducibile a:

- entrata in funzione in Italia di nuovi impianti per una Capacità installata netta complessiva di 90 MW, di cui 66 MW relativi al settore eolico e 24 MW al settore geotermico;

- entrata in funzione in Grecia di nuovi impianti per una Capacità installata netta complessiva di 42 MW di cui 36 MW relativi al settore eolico e 6 MW al settore idroelettrico;
- entrata nel perimetro di consolidamento della società francese Enel Erelis S.A.S., avvenuta nell'ottobre 2009, la quale ha contribuito alla Capacità installata netta apportando 68 MW al settore eolico.

Sotto il profilo tecnologico, l'incremento della Capacità installata netta al 31 dicembre 2009 rispetto al 31 dicembre 2008 è prevalentemente riconducibile: *i)* alla fonte eolica che registra nel 2009 un incremento del 42,8%, pari a 192 MW, passando da 449 MW al 31 dicembre 2008 a 641MW al 31 dicembre 2009, *ii)* al settore geotermico per 24 MW e *iii)* al settore idroelettrico per 5 MW.

Produzione

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

La produzione dell'area aumenta nel primo semestre 2010 del 2,8%, con un incremento rispetto al primo semestre 2009 pari a 179 GWh, passando da 6.453 GWh nel primo semestre 2009 a 6.632 GWh nel primo semestre 2010. Tale andamento è principalmente attribuibile ai seguenti fattori:

- incremento della produzione eolica nel primo semestre 2010 pari a 244 GWh (+70,5% rispetto al primo semestre 2009), prevalentemente riconducibile alla crescita della capacità installata ed al miglioramento della disponibilità degli impianti; e
- parzialmente compensato dal decremento della produzione idroelettrica nel primo semestre 2010 pari a 99 GWh (-2,7% rispetto al primo semestre 2009), connesso principalmente alla tendenza al ridimensionamento dei livelli di idraulicità in Italia.

2008 vs 2009

La produzione dell'area aumenta nel 2009 dell'8,5%, con un incremento rispetto all'esercizio precedente pari a 942 GWh, passando da 11.105 GWh nel 2008 a 12.047 GWh nel 2009. Tale andamento è principalmente attribuibile ai seguenti fattori:

- incremento della produzione idroelettrica in Italia nel 2009, pari 996 GWh (+19,0% rispetto al 2008), prevalentemente riconducibile alle maggiori precipitazioni registrate nel suddetto esercizio;
- aumento della produzione eolica pari a 110 GWh (+16,1% rispetto al 2008), connesso principalmente al sopra citato incremento di Capacità installata netta; e
- marginale flessione della produzione da fonte geotermica registrato nel 2009 (3,5%) pari a 181 GWh, dovuta a guasti tecnici che hanno interessato taluni impianti in Italia durante l'esercizio 2009.

Produzione assoggettata ad incentivi

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

La produzione assoggettata a incentivi in Italia ed Europa aumenta nel primo semestre 2010 dell'(11,1%) passando da 1.652 GWh nel primo semestre 2009 a 1.835 GWh nel primo semestre 2010, in considerazione dello sviluppo di nuova capacità eolica realizzata dal Gruppo nell'area geografica in oggetto. Per effetto di tale andamento, l'incidenza della produzione incentivata sulla produzione totale in quest'area passa dal 26% nel primo semestre 2009 a 28% del primo semestre 2010.

2008 vs 2009

Si segnala che, sotto il profilo normativo e tariffario, la produzione assoggettata a incentivi in Italia ed Europa aumenta nel 2009 del (20,4%) passando da 2.815 GWh nel 2008 a 3.389 GWh nel 2009, in considerazione dello sviluppo di nuova capacità eolica realizzata dal Gruppo nell'area geografica in oggetto. Per effetto di tale andamento, l'incidenza della produzione incentivata sulla produzione in quest'area totale passa dal 25% nel 2008 al 28% nel 2009.

Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio *commodity***Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010**

I ricavi, incluso l'effetto delle coperture connesse alla gestione rischio *commodity* della *Business Unit* Italia ed Europa, evidenziano un decremento del 2,6%, passando da Euro 646 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 629 milioni nel primo semestre 2010, per effetto:

- di una riduzione complessiva del ricavo medio unitario (al netto dei ricavi per vendita di certificati) dell'area pari al 11,4%, che passa da 77,8 Euro/MWh nel primo semestre 2009 a 68,9 Euro/MWh nel primo semestre 2010. Tale riduzione è riconducibile principalmente: i) alla contrazione del ricavo medio unitario (al netto dei ricavi per vendita di certificati) realizzata dal Gruppo in Italia che passa da 77,5 Euro/MWh nel primo semestre 2009 a 68,2 Euro/MWh nel primo semestre 2010, con una riduzione percentuale del 12%, e ii) agli effetti positivi dell'attività di copertura del rischio *commodity* posta in essere dal Gruppo in Italia, che ha determinato la contabilizzazione di un provento di Euro 54 milioni nel primo semestre 2010 e Euro 47 milioni nel primo semestre 2009, contribuendo a mitigare la riduzione dei prezzi di vendita;
- parzialmente compensato dall'aumento della produzione pari al 2,8%; e
- dall'incremento del 30% dei ricavi derivanti dalla vendita di certificati – che passano da Euro 79 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 103 milioni nel primo semestre 2010 – principalmente dovuto all'aumento della quota di produzione incentivata in parte limitato da una riduzione dei prezzi dei certificati.

2008 vs 2009

I ricavi, incluso l'effetto delle coperture connesse alla gestione rischio *commodity* della *Business Unit* Italia ed Europa, evidenziano un aumento del 6,7%, passando da Euro 1.144 milioni nel 2008 a Euro 1.221 milioni nel 2009, per effetto:

- dell'aumento della produzione pari all'8,5%;
- di una riduzione complessiva del ricavo medio unitario (al netto dei ricavi per vendita di certificati) dell'area pari al 1,4%, che passa da 88,4 Euro/MWh nel 2008 a 87,2 Euro/MWh nel 2009. Tale riduzione è riconducibile principalmente: i) alla contrazione dei prezzi medi realizzati dal Gruppo in Italia che passano da 90 Euro/MWh nel 2008 a 75 Euro/MWh nel 2009, con una riduzione percentuale del 17%, e ii) agli effetti positivi dell'attività di copertura del rischio *commodity* posta in essere dal Gruppo in Italia, che ha determinato la contabilizzazione di un provento di Euro 118 milioni nel 2009 e un onere per Euro 31 milioni nel 2008, contribuendo a mitigare la riduzione dei prezzi di vendita di 14,3 punti percentuali;
- dell'incremento del 5,6% dei ricavi derivanti dalla vendita di certificati – che passano da Euro 162 milioni nel 2008 a Euro 171 milioni nel 2009 – principalmente dovuto all'aumento del 20,4% della quota di produzione incentivata in parte limitato da una riduzione dei prezzi dei certificati.

EBITDA

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

L'EBITDA della *Business Unit* Italia ed Europa diminuisce del 3,9%, passando da Euro 488 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 469 milioni nel primo semestre 2010. La marginalità rispetto ai Ricavi, inclusi effetti della gestione rischio *commodity*, diminuisce di 0,9 punti percentuali, passando dal 75,5% al 74,6%. Il decremento dell'EBITDA nel primo semestre 2010 rispetto al primo semestre 2009 risulta principalmente legato alla riduzione dei prezzi medi registrata sul mercato italiano, parzialmente compensata dalla maggior produzione registrata negli altri Paesi dell'area.

2008 vs 2009

L'EBITDA della *Business Unit* Italia ed Europa aumenta del 7,2%, passando da Euro 838 milioni nel 2008 a Euro 898 milioni nel 2009. La marginalità rispetto ai Ricavi, inclusi effetti della gestione rischio *commodity*, aumenta di 0,2 punti percentuale, passando dall'73,3% al 73,5%.

Tale variazione riflette principalmente l'andamento positivo dei ricavi, precedentemente commentato.

9.2.4.2 NORD AMERICA

Capacità installata netta

2009 vs Primo semestre 2010

La capacità installata netta della *Business Unit* Nord America al 30 giugno 2010 rimane costante rispetto al 31 dicembre 2009 (788 MW).

2008 vs 2009

La *Business Unit* Nord America registra un incremento del 5,2% della Capacità installata netta che passa da 749 MW al 31 dicembre 2008 a 788 MW al 31 dicembre 2009, per effetto principalmente dell'entrata in funzione dei nuovi impianti geotermici di Still Water e Salt Wells che contribuiscono complessivamente per 47 MW.

Produzione

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

La produzione dell'area aumenta del 13,2%, pari a 161 GWh, passando da 1.223 GWh nel primo semestre 2009 a 1.384 GWh nel primo semestre 2010; tale effetto è principalmente riconducibile ad una maggiore disponibilità tecnica degli impianti eolici e alla produzione nel primo semestre 2010 di impianti geotermici entrati in funzione alla fine del primo semestre 2009.

2008 vs 2009

La produzione dell'area aumenta del 29,9%, pari a 559 GWh, passando da 1.869 GWh nel 2008 a 2.428 GWh nel 2009. Tale andamento riflette principalmente:

- l'aumento della produzione di energia eolica di 431 GWh che passa da 696 GWh nel 2008 a 1.127 GWh nel 2009 pari ad un 61,9%. Tale variazione è prevalentemente riconducibile all'entrata in funzione alla fine dell'esercizio 2008 di due nuovi impianti, Smoky II e New Wind, per una Capacità installata netta complessiva di 176 MW; e
- l'aumento della produzione da fonte geotermica di 118 GWh che passa da 37 GWh nel 2008 a 155 GWh nel 2009, per effetto dell'aumento della capacità installata di 39 MW.

Produzione assoggettata ad incentivi

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

La produzione assoggettata a incentivi in Nord America registra un incremento del 33,0% passando da 537 GWh nel primo semestre 2009 a 714 GWh nel primo semestre 2010. L'incidenza della produzione incentivata sulla produzione totale in Nord America passa dal 44% al 52% nei due periodi in esame per effetto della maggiore disponibilità tecnica degli impianti eolici.

2008 vs 2009

La produzione assoggettata a incentivi in Nord America registra un incremento del 30,2% passando da 1.034 GWh nel 2008 a 1.347 GWh nel 2009, principalmente riconducibile alla produzione eolica. L'incidenza della produzione incentivata sulla produzione totale in Nord America è costante nei due esercizi in esame e pari al 55%.

Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio *commodity*

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

I Ricavi della *Business Unit* Nord America nel primo semestre 2010 sono pari a Euro 85 milioni, in crescita di Euro 12 milioni (16,4%), rispetto al primo semestre 2009 (Euro 73 milioni). Tale variazione positiva è principalmente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- aumento della produzione pari al 13,2%;
- effetti positivi dell'attività di copertura del rischio *commodity* posta in essere dal Gruppo, che ha determinato la contabilizzazione di un provento di Euro 9 milioni nel primo semestre 2010 a seguito del rilascio a conto economico della porzione inefficace di un derivato di copertura;

impatto della contabilizzazione delle tax partnership che ha portato a una riduzione del ricavo medio unitario degli Stati Uniti pari al 10,5%, che passa da 58,8 Euro/MWh nel primo semestre 2009 a 52,6 Euro/MWh nel primo semestre 2010.

2008 vs 2009

I Ricavi della *Business Unit* Nord America nel 2009 sono pari a Euro 144 milioni, in crescita di Euro 38 milioni (35,8%), rispetto all'esercizio precedente (Euro 106 milioni). Tale variazione positiva è principalmente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- aumento della produzione pari all'29,9%;
- la variazione positiva registrata nella voce altri ricavi, principalmente riconducibile a rimborsi assicurativi per Euro 7 milioni, ottenuti per compensare la mancata produzione dell'impianto Smoky I causata dall'indisponibilità dello stesso per guasti tecnici;
- l'effetto contabile derivante dalle procedure di consolidamento dei ricavi espressi in valute diverse dall'Euro, che ha un effetto positivo per Euro 8 milioni nel 2009.

EBITDA

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

L'EBITDA della *Business Unit* Nord America aumenta del 2,1%, passando da Euro 48 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 49 milioni nel primo semestre 2010. Tale incremento è legato alla citata crescita dei ricavi che ha più che compensato i maggiori costi derivanti dall'acquisizione in data 21 gennaio 2010 di

Padoma Wind Power (società specializzata nello sviluppo di impianti eolici) e dal consolidamento della struttura operativa.

2008 vs 2009

L'EBITDA della Business Unit Nord America aumenta del 40,6%, passando da Euro 64 milioni nel 2008 a Euro 90 milioni nel 2009. Tale andamento è principalmente attribuibile all'incremento dell'energia prodotta che ha inciso positivamente sui ricavi e ha consentito un maggior assorbimento dei costi fissi di struttura.

9.2.4.3 IBERIA E AMERICA LATINA

Capacità installata netta

2009 vs Primo semestre 2010

La Capacità installata netta relativa alla *Business Unit* Iberia e America Latina al 30 giugno 2010 registra un incremento del 78,8% pari a 915 MW, passando da 1.161 MW al 31 dicembre 2009 a 2.076 MW al 30 giugno 2010. Tale effetto risulta principalmente legato al consolidamento di Ecyr che ha contribuito a tale variazione per 904 MW.

2008 vs 2009

La Capacità installata netta relativa alla *Business Unit* Iberia e America Latina registra nel 2009 un incremento complessivo del 9,0% pari a 96 MW, passando da 1.065 MW al 31 dicembre 2008 a 1.161 MW al 31 dicembre 2009, principalmente attribuibile all'entrata in funzione di nuovi impianti eolici in Iberia.

Produzione

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

La produzione realizzata in Iberia e America Latina nel primo semestre 2010 è pari a 2.812 GWh, con un incremento di 580 GWh rispetto al primo semestre 2009 (26,0%). Tale effetto risulta principalmente legato al: *i*) consolidamento di Ecyr che ha contribuito a tale variazione per 547 GWh, *ii*) incremento della produzione eolica per 154 GWh, per effetto della maggiore Capacità netta installata nel corso del 2009; solo parzialmente compensato dal *iii*) decremento della produzione idroelettrica per effetto della già citate condizioni climatiche sfavorevoli riconducibili all'effetto climatico El Niño.

2008 vs 2009

La produzione realizzata in Iberia e America Latina nel 2009 è pari a 4.428 GWh, con un incremento di 168 GWh rispetto al 2008 (3,9%). Tale variazione è principalmente riconducibile all'incremento della produzione da fonte eolica per 170 GWh, in considerazione del citato aumento della Capacità installata netta, che ha più che compensato le sfavorevoli condizioni climatiche legate a bassa ventosità manifestatesi nell'area Iberia.

Produzione assoggettata ad incentivi

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

La produzione assoggettata a incentivi in Iberia e America Latina registra un incremento del 103,8% passando da 605 GWh nel primo semestre 2009 a 1.232 GWh nel primo semestre 2010. Tale variazione risulta legata principalmente al fatto che l'intera produzione di Ecyr è soggetta ad incentivi. L'incidenza della produzione incentivata sulla produzione totale in Iberia e America Latina passa pertanto dal 27% al 44% nei due periodi in esame.

2008 vs 2009

La produzione assoggettata a incentivi in Iberia e America Latina non registra scostamenti significativi nel biennio in esame passando da 1.309 GWh nel 2008 a 1.384 GWh nel 2009. L'incidenza della componente incentivata sulla produzione totale in quest'area è sostanzialmente costante nei due esercizi in esame e pari al 31%.

Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity**Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010**

I ricavi della *Business Unit* Iberia e America Latina sono in aumento per Euro 61 milioni (33,5%), passando da Euro 182 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 243 milioni nel primo semestre 2010. Tale andamento è principalmente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- consolidamento di Ecyr nel primo semestre 2010 (Euro 53 milioni);
- aumento della produzione al netto di Ecyr pari al 1,5%;
- decremento dei ricavi medi unitari realizzati in Spagna dalla *joint venture* Eufer(-18,7%);
- effetto contabile favorevole derivante dalle procedure di consolidamento dei ricavi espressi in valute diverse dall'Euro, realizzati in America Latina (Brasile e Messico).

2008 vs 2009

I ricavi della *Business Unit* Iberia e America Latina sono in diminuzione per Euro 21 milioni (5,6%), passando da Euro 373 milioni nel 2008 a Euro 352 milioni nel 2009. Tale andamento è principalmente riconducibile ai seguenti fenomeni:

- aumento della produzione pari al 3,9%;
- riduzione dei medi ricavi medi unitari, che passano da 81 Euro/MWh nel 2008 a 72 Euro/MWh nel 2009 (11%). Tale variazione è legata alla contrazione dei prezzi medi di mercato in Spagna, in parte mitigata dagli effetti delle politiche incentivanti di cui beneficia una parte significativa delle vendite del Gruppo in quel Paese.

EBITDA**Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010**

L'EBITDA della *Business Unit* Iberia e America Latina presenta un incremento del 5,6%, pari a Euro 7 milioni passando da Euro 125 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 132 milioni nel primo semestre 2010. L'impatto derivante dal consolidamento di Ecyr sull'EBITDA è di Euro 27 milioni. Al netto di tale impatto l'EBITDA della *Business Unit*, pari a Euro 105 milioni, si è ridotto del 16,7%.

L'incidenza dell'EBITDA sui ricavi dell'area diminuisce di 14 punti percentuali passando dal 68,7% del primo semestre 2009 al 54,3% del primo semestre 2010 al netto di Ecyr. Tale andamento riflette principalmente i maggiori costi sostenuti in America Latina, in particolare per effetto dei maggiori volumi di energia acquistati in Panama.

2008 vs 2009

L'EBITDA della *Business Unit* Iberia e America Latina subisce una riduzione del 9,0%, pari a Euro 21 milioni passando da Euro 233 milioni nel 2008 a Euro 212 milioni nel 2009. L'incidenza dell'EBITDA sui ricavi dell'area diminuisce del 2,3% passando dal 62,5% del 2008 al 60,2% del 2009.

Tale andamento riflette principalmente la variazione negativa registrata dei ricavi per Euro 21 milioni che si è riflessa in una pressoché uguale contrazione dell'EBITDA.

9.2.4.4 ENEL SI

Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

I ricavi attribuibili a Enel.si aumentano del 110,3%, passando da Euro 39 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 82 milioni nel primo semestre 2010. Tali ricavi si riferiscono per Euro 76 milioni alle vendite alla rete *retail* principalmente di materiale fotovoltaico (Euro 34 milioni nel primo semestre 2009). L'incremento dei ricavi è riconducibile ai maggiori volumi di vendita di pannelli fotovoltaici, passati da 10,3 MWp nel primo semestre 2009 a 46,1 MWp nel primo semestre 2010.

2008 vs 2009

I ricavi attribuibili a Enel.si aumentano del 16,3%, passando da Euro 153 milioni nel 2008 a Euro 178 milioni nel 2009. Tali ricavi si riferiscono per Euro 114 milioni alle vendite *retail* principalmente di materiale fotovoltaico (Euro 94 milioni nel 2008), per Euro 50 milioni alla cessione dei titoli di efficienza energetica (Euro 13 milioni nel 2008) e per Euro 14 milioni ad altri ricavi (Euro 46 milioni nel 2008). L'incremento dei ricavi derivanti dalla vendita di materiale fotovoltaico e dei Titoli di efficienza energetica, pari a Euro 57 milioni, ha pienamente compensato la riduzione di Euro 32 milioni degli altri ricavi per realizzazione di commesse fotovoltaiche, non più rientranti nel modello di business della Società.

EBITDA

Primo semestre 2009 vs Primo semestre 2010

L'EBITDA di Enel.si passa da un valore negativo pari a Euro 10 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 1 milione nel primo semestre 2010. Tale andamento è attribuibile ai maggiori volumi di vendita di pannelli fotovoltaici che hanno consentito un miglior assorbimento dei costi fissi di struttura.

2008 vs 2009

L'EBITDA di Enel.si passa da Euro 6 milioni nel 2008 a Euro 7 milioni nel 2009 con un'incidenza costante e pari al 3,9% nei due esercizi in esame. Tale andamento è attribuibile ai maggiori volumi di materiale fotovoltaico venduti, unitamente a maggiori ricavi per la vendita di titoli di efficienza energetica che hanno consentito un miglior assorbimento dei costi fissi di struttura.

9.2.5 Informazioni riguardanti politiche o fattori di natura governativa, economica, fiscale, monetaria o politica che abbiano avuto, o potrebbero avere, direttamente o indirettamente, ripercussioni significative sull'attività dell'Emittente

Il Gruppo opera in un settore di attività regolamentato dalle leggi dello Stato italiano e dell'Unione Europea, dai provvedimenti dell'AEEG, nonché dalla normativa degli altri Paesi in cui opera.

La regolamentazione del settore ha un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario del Gruppo (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo IV, Fattori di Rischio, Paragrafo 4.2.1 del Prospetto).

CAPITOLO X – RISORSE FINANZIARIE

Nel presente capitolo è riportata l'analisi della situazione finanziaria del Gruppo al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008, nonché dei flussi di cassa per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

Le informazioni finanziarie e i risultati economici riportati nel presente Capitolo sono stati estratti dal Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010, dal Bilancio consolidato di Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e dal Bilancio Aggregato di Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, assoggettati a revisione contabile completa da parte della Società di Revisione, nonché da elaborazioni del *management* effettuate sulla base delle risultanze della contabilità generale e gestionale.

Come noto l'Emittente è stato costituito in data 1 dicembre 2008, nell'ambito del piano di riorganizzazione delle attività del settore delle fonti rinnovabili del Gruppo Enel. Il business oggetto di quotazione, pertanto, ha operato nel corso di detto periodo attraverso società controllate direttamente o indirettamente da Enel tra le quali tuttavia non sempre esisteva un rapporto giuridico partecipativo di controllo (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo III, Premessa e Capitolo V, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto). L'Emittente ha pertanto predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 e ai soli fini della preparazione del Prospetto e dell'*Offering Circular* relativo all'offerta riservata a investitori istituzionali all'estero ai sensi della Regulation S dello United States Securities Act del 1933, come successivamente modificato, inclusi gli Stati Uniti d'America ai sensi della Rule 144-A adottata in forza dello United States Securities Act del 1933, come successivamente modificato, il bilancio aggregato per rappresentare la situazione patrimoniale, economica e finanziaria delle società del Gruppo facente capo all'Emittente, come se lo stesso avesse operato nel periodo in oggetto come un gruppo autonomo. Occorre tuttavia evidenziare che qualora le società e le attività che sono state oggetto di aggregazione avessero effettivamente operato come gruppo autonomo in detto esercizio, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati patrimoniali, economici e finanziari riportati nel bilancio aggregato. Per quanto concerne la metodologia utilizzata per la predisposizione del bilancio aggregato al 31 dicembre 2008, si rimanda a quanto dettagliatamente descritto nella Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1, del Prospetto.

Si segnala che le informazioni di seguito riportate, riferendosi alla situazione finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2009 e 2008, non riflettono gli impatti rivenienti dall'Acquisizione di Ecyr e dalla ripatrimonializzazione della Società avvenute successivamente al 31 dicembre 2009. Tali operazioni e i relativi effetti sono riflessi nella situazione finanziaria del Gruppo al 30 giugno 2010.

10.1 Risorse finanziarie dell'Emittente

Di seguito si riporta l'Indebitamento finanziario netto del Gruppo determinato conformemente a quanto previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR/05-054b implementative del Regolamento CE 809/2004 (l'"Indebitamento Finanziario Netto") al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 Giugno		Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2009	2008
Depositi bancari e postali	(211)	(144)	(144)	(163)
Titoli	(82)	(68)	(68)	(48)
Liquidità	(293)	(212)	(212)	(211)
Crediti finanziari correnti	(243)	(85)	(85)	(14)
Debiti verso banche a breve termine	99	77	77	11
Quota corrente di debiti verso banche	101	82	82	72
Quota corrente dei prestiti obbligazionari	16	13	13	12
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori	28	20	20	23
Commercial paper	13	-	-	-
Altri debiti finanziari a breve termine	2.041	4.336	4.336	4.572
Totale debiti finanziari correnti	2.298	4.528	4.528	4.690
Indebitamento finanziario corrente netto	1.762	4.231	4.231	4.465
Debiti verso banche	876	724	724	611
Prestiti obbligazionari	47	47	47	62
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	408	360	360	202
Indebitamento finanziario non corrente	1.331	1.131	1.131	875
Indebitamento finanziario netto	3.093	5.362	5.362	5.340

L'Emittente, per monitorare l'andamento della propria posizione finanziaria, utilizza inoltre l'indicatore finanziario "Indebitamento Finanziario Netto Enel Green Power", determinato come segue:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 30 Giugno		Al 31 Dicembre	
	2010	2009	2009	2008
Indebitamento finanziario netto	3.093	5.362	5.362	5.340
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(98)	(17)	(17)	(14)
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power	2.995	5.345	5.345	5.326

Si precisa che l'ammontare dei debiti sopra riportati non include l'indebitamento finanziario riferibile alle attività destinate alla vendita pari a Euro 47 milioni.

La parte preponderante dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel Green Power è rappresentata dalla voce "altri debiti finanziari a breve termine" pari a Euro 2.041 milioni al 30 giugno 2010 (Euro 4.336 milioni al 31 dicembre 2009 ed Euro 4.572 milioni al 31 dicembre 2008), di cui Euro 1.549 milioni relativi alla posizione debitoria nei confronti della controllante Enel (Euro 4.275 milioni al 31 dicembre 2009 e Euro 4.377 milioni al 31 dicembre 2008).

La riduzione della voce "altri debiti finanziari a breve termine" dal 31 dicembre 2009 al 30 giugno 2010 è riconducibile prevalentemente alla ripatrimonializzazione dell'Emittente avvenuta mediante rinuncia da parte di Enel ad una parte del credito finanziario vantato sul conto corrente intersocietario per un importo pari a Euro 3.700 milioni (di seguito "Ripatrimonializzazione"); parzialmente compensata dall'esborso per l'acquisizione di Ecyr avvenuto nel primo semestre 2010 per Euro 860 milioni.

Inoltre, al 30 giugno 2010 il consolidamento del Gruppo Ecyr (al netto di Eufer) ha contribuito all'indebitamento finanziario netto Enel Green Power per Euro 346 milioni.

Alla Data del Prospetto il Gruppo ha in essere linee di credito deliberate per complessivi Euro 5.700 milioni, di seguito dettagliate:

- Euro 2.000 milioni deliberati da Enel a favore dell'Emittente con durata annuale e con possibilità di rinnovo a scadenza;
- Euro 3.700 milioni deliberati da Enel Finance International a favore di Enel Green Power International B.V., di cui Euro 1.200 milioni con durata annuale e con possibilità di rinnovo a scadenza e Euro 2.500 milioni con scadenza marzo 2018.

A fronte di tali linee di credito, il saldo utilizzato al 30 giugno 2010 è pari a Euro 2.038 milioni.

Ulteriori dettagli su tali linee di credito sono riportate in Sezione Prima, Capitolo XIX, Paragrafo 19.1 del Prospetto Informativo.

Si segnala che, come evidenziato in dettaglio nel prosieguo del presente paragrafo, nei periodi in analisi soltanto i finanziamenti erogati attraverso la formula del *project financing* obbligano il Gruppo al rispetto di taluni parametri societari e finanziari. Nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 e negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 e alla data del Prospetto, i suddetti parametri risultano rispettati e non risultano *events of default*.

I principali contratti di finanziamento a lungo termine del Gruppo Enel contengono impegni (*covenant*), tipici della prassi internazionale, in capo alle società debentrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e, in alcuni casi, in capo a Enel nella sua qualità di garante. Tali contratti contengono, tra l'altro, clausole di "*cross default*" (in forza delle quali un inadempimento relativo a un qualsiasi indebitamento finanziario, purchè superiore a determinati importi, assunto da Enel o dalle proprie controllate rilevanti si considera quale inadempimento ai suddetti finanziamenti che diventano immediatamente esigibili) e altre clausole che comportano limiti all'utilizzo delle risorse finanziarie del gruppo Enel che, unitamente ai suddetti *covenant*, alla data del 30 giugno 2010, risultano rispettate. Alla medesima data, il Gruppo Enel ha un Indebitamento Finanziario Netto secondo *Standard CCSR* pari a Euro 55,8 miliardi (dato determinato ai sensi del paragrafo 127 delle raccomandazioni del CCSR/05-054b e in linea con le disposizioni Consob del 26 luglio del 2007) e un Indebitamento Finanziario Netto Enel pari a Euro 53,9 miliardi (dato determinato secondo *Standard CCSR* al netto dei crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine).

Di seguito si riportano ulteriori indicatori finanziari, utilizzati dall'Emittente per monitorare l'andamento della propria posizione finanziaria, con evidenza del relativo criterio di calcolo:

(Milioni di Euro)	Al e per il semestre chiuso al 30 Giugno	Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre		
	2010	2009	2009	2008
		<i>Pro forma</i>		
Indebitamento Finanziario Netto Enel Green Power	2.995	n.a.	5.345	5.326
Patrimonio Netto	7.224	n.a.	2.564	2.196
EBITDA	651	1.331	1.207	1.141
Oneri finanziari	71	150	161	275
EBITDA/Oneri finanziari	9,2 x	8,9 x	7,5 x	4,1 x
Indebitamento Finanziario Netto Enel Green Power /Patrimonio Netto	0,4 x	n.a.	2,1 x	2,4 x
Indebitamento Finanziario Netto Enel Green Power /EBITDA⁽¹⁾	2,5 x	n.a.	4,4 x	4,7 x

(1) L'EBITDA al 30 giugno 2010 è calcolato su base annuale sommando l'EBITDA del primo semestre 2010 (Euro 651 milioni) e l'EBITDA del esercizio 2009 (Euro 1.207 milioni) al netto dell'EBITDA del primo semestre 2009 (Euro 651 milioni).

Il miglioramento degli indicatori finanziari:

- i) “EBITDA/Oneri finanziari”, che passa da 4,1x per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, a 9,2x per il semestre chiuso al 30 giugno 2010, è sostanzialmente riconducibile alla riduzione degli oneri finanziari a seguito della Ripatrimonializzazione, del decremento dei tassi di interesse, e all'incremento dell'EBITDA (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 9, Paragrafo 9.2.2 del Prospetto); e
- ii) “Indebitamento Finanziario Netto Enel Green Power /Patrimonio Netto” e “Indebitamento Finanziario Netto Enel Green Power /EBITDA” è sostanzialmente riconducibile alla riduzione del Indebitamento Finanziario Netto Enel Green Power a seguito della Ripatrimonializzazione.

Di seguito è descritto il contenuto delle principali voci che compongono l'Indebitamento Finanziario Netto al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008.

Depositi bancari e postali

La voce “Depositi bancari e postali” al 30 giugno 2010 è pari a Euro 211 milioni (Euro 144 milioni e Euro 163 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008). Tale saldo include al 30 giugno 2010 Euro 91 milioni (Euro 100 milioni e Euro 90 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008) relativi a depositi vincolati a garanzia di alcuni contratti di *project financing*. In particolare, taluni *project financing* prevedono l'obbligo per l'Emittente di vincolare parte dei ricavi incassati a fronte di specifici progetti a garanzia del rimborso dei relativi debiti.

Titoli

La voce “Titoli”, pari a Euro 82 milioni al 30 giugno 2010 (Euro 68 milioni e Euro 48 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008), si riferisce prevalentemente a investimenti in titoli a breve termine – prevalentemente certificati di deposito – attraverso i quali le controllate in Brasile, Cile e Panama investono temporaneamente la liquidità generata dalla gestione operativa, così come previsto dalle *policy* di Gruppo.

Crediti finanziari correnti

La voce “Crediti finanziari correnti” al 30 giugno 2010 è pari a Euro 243 milioni (rispettivamente Euro 85 milioni e Euro 14 milioni al 31 dicembre 2009 e 2008). Tale saldo al 30 giugno 2010 è composto da: *i*) Euro 124 milioni (Euro 79 milioni al 31 dicembre 2009) per depositi sui conti corrente intersocietari con Enel Finance International che producono interessi in misura pari all’Euribor 1M o allo US Libor 1M. Si segnala che Enel Finance International è una società controllata da Enel che svolge il ruolo di tesoreria delle società estere del Gruppo Enel e quindi anche delle controllate estere dell’Emittente (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XIX, Paragrafo 19.1.2), *ii*) Euro 39 milioni per depositi sui conti correnti intersocietari con Enel di seguito commentati, e *iii*) Euro 74 milioni per depositi sui conti correnti intersocietari che Ecyr intrattiene con Endesa.

Debiti verso banche a breve termine

La voce “Debiti verso banche a breve termine”, pari a Euro 99 milioni al 30 giugno 2010 (Euro 77 milioni e Euro 11 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008), si riferisce quanto a Euro 72 milioni (Euro 70 milioni e Euro 5 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008) a finanziamenti erogati ad alcune entità del Gruppo e per la parte residua, pari a Euro 27 milioni (Euro 7 milioni e Euro 6 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008), all’utilizzo di linee di credito *revolving*. Tali finanziamenti sono a tassi variabili – generalmente legati all’Euribor – aumentati di uno spread.

Commercial paper

La voce “Commercial paper”, pari a Euro 13 milioni al 30 giugno 2010, si riferisce al programma di pagares in capo a Térmica Portuguesa S.A. che matura un tasso di interesse pari all’Euribor 3M più uno spread e una scadenza entro 365 giorni.

Altri debiti finanziari a breve termine

La voce “Altri debiti finanziari a breve termine” è pari a Euro 2.041 milioni al 30 giugno 2010 (Euro 4.336 milioni e Euro 4.572 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008), di cui al Euro 1.549 milioni al 30 giugno 2010 (Euro 4.275 milioni e Euro 4.377 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008), verso la controllante Enel. Si segnala che Enel, in qualità di *holding*, presta direttamente o indirettamente servizi di tesoreria al Gruppo. In particolare, in base agli accordi in essere, l’Emittente ha conferito mandato a Enel di gestire e coordinare l’insieme di tutte le operazioni connesse alla gestione sia delle proprie risorse finanziarie sia dei propri fabbisogni, ivi incluse le operazioni rientranti nella gestione del rischio di tasso d’interesse. Sono di seguito rappresentati i principali movimenti finanziari che hanno interessato il conto corrente in oggetto:

- Euro 2.618 milioni, sono stati trasferiti all’Emittente nell’ambito dell’atto di scissione con il quale Enel Produzione S.p.A. ha conferito a Enel Green Power il ramo d’azienda relativo alla generazione di energia da fonti rinnovabili (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto);
- Euro 1.699 milioni, sono stati utilizzati dall’Emittente per l’acquisizione delle partecipazioni in Enel Green Power International e Enel.si (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto);
- Euro 3.700 milioni, sono stati capitalizzati in marzo 2010 a seguito della ripatrimonializzazione dell’Emittente mediante rinuncia a una parte del credito finanziario vantato da Enel nei confronti dell’Emittente;
- Euro 860 milioni, sono stati utilizzati dall’Emittente per l’acquisizione delle partecipazioni in Enel Green Power España (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto).

Sui fondi liquidi che Enel rende disponibili all'Emittente sul conto corrente intersocietario, il tasso d'interesse applicato è pari all'Euribor 1M aumentato dello 0,75%. L'Emittente disponeva di un fido interno pari a Euro 5.100 milioni al 30 giugno 2010. Nel mese di luglio 2010 il fido interno è stato ridotto a Euro 2.000 milioni. Sulla quota di fido interno giornalmente non utilizzato sono applicate commissioni dello 0.0625%. Gli accordi in essere non prevedono circostanze specifiche nelle quali la soglia di fido concordata possa essere superata; qualora ciò avvenisse, tuttavia, è prevista l'applicazione di uno *spread* aggiuntivo del 2%.

Le condizioni proposte da Enel risultano competitive – rispetto ad analoghe offerte di mercato – in quanto basate sulla valutazione effettuata da Enel sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'Emittente.

Il ricorso a tali linee, inoltre, consente all'Emittente di beneficiare dell'elevato merito creditizio della controllante Enel.

Si segnala, tuttavia, che è prassi dell'Emittente ricorrere a linee di credito con parti non correlate nelle circostanze in cui le stesse si dimostrino più vantaggiose rispetto alle condizioni praticate dalla controllante Enel. Ciò avviene generalmente quando: i) sussistono i presupposti per ottenere finanziamenti a tassi agevolati; ii) sussistono i presupposti per ottenere contributi sugli investimenti o altre forme di incentivi. In aggiunta si ricorre ai finanziamenti da parti non correlate nelle circostanze in cui il Gruppo pone in essere progetti in partnership con soggetti terzi e il finanziamento di tali progetti avviene, di concerto con i partner, attraverso il ricorso a fonti esterne.

Si segnala inoltre che, entro la data di quotazione dell'Emittente, il servizio di tesoreria e i rapporti finanziari attivi e passivi esistenti tra le controllate estere di Enel Green Power e Enel Finance International (ad eccezione delle linee di credito deliberate da Enel Finance International a favore di Enel Green Power International B.V., di importo pari rispettivamente a Euro 1.200 milioni, stipulata in data 1° luglio 2010, e Euro 2.500 milioni, stipulata in data 13 luglio 2010, *cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1 del Prospetto) verranno rimborsati ed estinti e il servizio di tesoreria per le controllate estere del Gruppo sarà svolto da Enel Green Power International B.V.. Inoltre, il contratto di tesoreria accentrata tra Enel ed Enel.si verrà meno entro la data di quotazione dell'Emittente e le relative posizioni attive e passive nei confronti del Gruppo Enel saranno rimborsate ed estinte. Ulteriori dettagli sul contratto che disciplina il rapporto di servizi di tesoreria tra l'Emittente e la controllante Enel nonché tra l'Emittente ed Enel Finance International sono riportati nella Sezione Prima, Capitolo 19, Paragrafo 19.1.1 e 19.1.2 del Prospetto.

Indebitamento finanziario a lungo termine

Nelle seguenti tabella sono riportati i dettagli dei finanziamenti a lungo termine (incluso la quota corrente di tali finanziamenti) al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008, con indicazione del tasso di interesse applicato, fisso e variabile, e dei periodi di rimborso previsti contrattualmente:

Finanziamenti in essere al 30 giugno 2010

	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota Corrente	Quota non Corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi				
(Milioni di Euro)					2011	2012	2013	2014	Oltre
Debiti verso banche:									
- tasso fisso	49	49	3	46	3	33	1	1	8
- tasso variabile	933	928	98	830	42	105	100	88	495
Totale	982	977	101	876	45	138	101	89	503
Prestiti obbligazionari quotati:									
- tasso fisso	63	63	16	47	9	19	19	-	-
Totale	63	63	16	47	9	19	19	-	-
Debiti verso altri finanziatori									
- tasso fisso	277	277	22	255	13	16	16	21	189
- tasso variabile	41	41	5	36	9	4	4	3	16
Totale	318	318	27	291	22	20	20	24	205
Finanziamenti verso società correlate									
- tasso fisso	20	20	1	19	-	-	-	-	19
- tasso variabile	98	98	-	98	-	-	9	-	89
Totale	118	118	1	117	-	-	9	-	108
Totale indebitamento finanziario a lungo termine	1.481	1.476	145	1.331	76	177	149	113	816
- tasso fisso	409	409	42	367	25	68	36	22	216
- tasso variabile	1.072	1.067	103	964	51	109	113	91	600

Finanziamenti in essere al 31 dicembre 2009

	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota non		Quota con scadenza oltre i 12 mesi			
				Corrente	2011	2012	2013	2014	Oltre
<i>(Milioni di Euro)</i>									
Debiti verso banche:									
- tasso fisso	44	44	3	41	3	30	1	1	6
- tasso variabile	766	762	79	683	73	109	73	65	363
Totale	810	806	82	724	76	139	74	66	369
Prestiti obbligazionari quotati:									
- tasso fisso	60	60	13	47	15	16	16	-	-
Totale	60	60	13	47	15	16	16	-	-
Debiti verso altri finanziatori									
- tasso fisso	241	241	16	225	17	27	22	21	138
- tasso variabile	39	39	4	35	12	4	4	3	12
Totale	280	280	20	260	29	31	26	24	150
Finanziamenti verso società correlate									
- tasso variabile	100	100	-	100	-	-	-	-	100
Totale	100	100	-	100	-	-	-	-	100
Totale indebitamento finanziario a lungo termine	1.250	1.246	115	1.131	120	186	116	90	619
- tasso fisso	345	345	32	313	35	73	39	22	144
- tasso variabile	905	901	83	818	85	113	77	68	475

Finanziamenti in essere al 31 dicembre 2008

	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota non		Quota con scadenza oltre i 12 mesi			
				Corrente	2010	2011	2012	2013	Oltre
<i>(Milioni di Euro)</i>									
Debiti verso banche:									
- tasso fisso	41	41	2	39	2	4	3	30	-
- tasso variabile	648	642	70	572	88	79	48	46	311
Totale	689	683	72	611	90	83	51	76	311
Prestiti obbligazionari quotati:									
- tasso fisso	74	74	12	62	12	14	14	17	5
Totale	74	74	12	62	12	14	14	17	5
Debiti verso altri finanziatori									
- tasso fisso	157	171	21	150	12	17	20	93	8
- tasso variabile	22	22	2	20	1	1	1	14	3
Totale	179	193	23	170	13	18	21	107	11
Finanziamenti verso società correlate									
- tasso variabile	32	32	-	32	-	-	-	-	32
Totale	32	32	-	32	-	-	-	-	32
Totale indebitamento finanziario a lungo termine	974	982	107	875	115	115	86	200	359
- tasso fisso	272	286	35	251	26	35	37	140	13
- tasso variabile	702	696	72	624	89	80	49	60	346

Nelle seguenti tabelle è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine (incluso la quota corrente di tale indebitamento) distinto per valuta di rimborso al 30 giugno 2010 e al 31 dicembre 2009 e 2008, con indicazione dei tassi di interesse medi ponderati applicati contrattualmente e dei tassi di interesse medi ponderati effettivi.

(Milioni di Euro)	Valore nozionale	Al e per il semestre chiuso al 30 giugno 2010		
		Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso medio di interesse effettivo in vigore
Euro	1.069	1.064	1,93%	1,96%
Dollaro USA	352	352	7,00%	6,78%
Peso Chileno/UF	37	37	7,75%	7,75%
Altre valute	23	23		
Totale Valute non euro	412	412		
Totale	1.481	1.476		

(Milioni di Euro)	Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009				Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008			
	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso medio di interesse effettivo in vigore	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso medio di interesse effettivo in vigore
Euro	884	880	1,93%	1,96%	629	624	4,67%	4,70%
Dollaro USA	312	312	7,00%	7,00%	288	301	7,31%	8,32%
Peso Chileno/UF	34	34	7,75%	7,75%	30	30	7,75%	7,75%
Altre valute	20	20			27	27		
Totale Valute non euro	366	366			345	358		
Totale	1.250	1.246			974	982		

Dalle precedenti tabelle emerge che, coerentemente con la presenza internazionale del Gruppo e degli investimenti in corso, al 30 giugno 2010 il 28% dell'indebitamento finanziario a lungo termine del Gruppo è espresso in valute diverse dall'Euro (il 29% al 31 dicembre 2009 e il 35% al 31 dicembre 2008).

Di seguito sono brevemente descritte le principali forme di indebitamento a lungo termine.

Debiti verso banche

Il saldo della voce "Debiti verso banche" è pari a Euro 977 milioni al 30 giugno 2010 (Euro 806 milioni e Euro 683 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2008), di cui Euro 101 milioni corrente (Euro 82 milioni e Euro 72 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008). Tale saldo si riferisce per Euro 800 milioni a finanziamenti erogati da istituti bancari (Euro 615 milioni e Euro 465 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008) ed Euro 177 milioni a finanziamenti erogati da organismi comunitari (Euro 191 milioni e Euro 218 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008).

Finanziamenti erogati da istituti bancari

Il saldo al 30 giugno 2010 della voce in oggetto è pari a Euro 800 milioni (Euro 615 milioni e Euro 465 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008), di cui Euro 469 milioni (Euro 496 milioni al 31 dicembre 2009 e Euro 384 milioni al 31 dicembre 2008) relativi a finanziamenti stipulati da EUFER e Euro 168 milioni relativi a finanziamenti stipulati da Ecyr, per la gran parte attraverso la formula *project financing*, per lo sviluppo delle attività nella business unit Iberia e America Latina. Tali finanziamenti sono remunerati a tassi di interessi legati all'Euribor più *spread*.

Si segnala che i finanziamenti erogati attraverso la formula del *project financing* vengono strutturati attraverso *special purpose vehicle* (di seguito “SPV”) nei quali EUFER ed Ecyr detengono generalmente la maggioranza delle quote. Tali finanziamenti obbligano EUFER ed Ecyr unitamente allo SPV 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 di EUFER, Ecyr e degli SPV.

I parametri finanziari, invece, tipicamente dispongono:

- l’obbligo per lo SPV 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 lo SPV 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 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 a 1,05 (in taluni casi, inferiore a 1 e a 1,1);
- 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 a 1,25 (in taluni casi all’1,4) e diminuisce nel caso opposto.

Nei semestri chiusi al 30 giugno 2010 e negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 e alla data del Prospetto, i suddetti parametri risultano rispettati e non risultano *events of default*.

Finanziamenti erogati da Organismi Comunitari

La voce in oggetto si riferisce esclusivamente al finanziamento ottenuto dalla Banca Europea per gli Investimenti per un importo originario pari a Euro 300 milioni, il cui debito residuo al 30 giugno 2010 risulta essere pari a Euro 177 milioni (Euro 191 milioni e Euro 218 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008). Tale finanziamento è stato ricevuto nell’ambito di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili e matura un tasso di interesse pari all’Euribor 3M più uno spread che, in relazione all’andamento di determinati parametri previsti dal contratto, può variare fra 0,25% e 0,32%. Il rimborso di tale finanziamento è previsto per il mese di dicembre 2016, tramite il pagamento di rate costanti semestrali.

Prestiti obbligazionari

La voce in oggetto, pari a Euro 63 milioni al 30 giugno 2010 (Euro 60 milioni e Euro 74 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008), si riferisce al prestito obbligazionario emesso dalla controllata Empresa Generadora Electrica S.A., oggi Enel Fortuna S.A., nel corso dell’esercizio 2002 per un importo originario di USD 170,0 milioni (Euro 171,4 milioni al tasso di cambio in vigore alla data di emissione). Tale prestito obbligazionario, emesso nel mese di giugno 2002 a soli investitori istituzionali, è quotato alla Borsa di Panama, matura un tasso di interesse fisso pari a 10¹/₈% e sarà rimborsato entro il mese di dicembre 2013. La riduzione che si registra nel corso dell’esercizio 2009, pari a Euro 14 milioni, deve imputarsi ai rimborsi effettuati così come previsto dal piano di ammortamento.

Debiti verso altri finanziatori

Il saldo al 30 giugno 2010 della voce in oggetto è pari a Euro 318 milioni (Euro 280 milioni e Euro 193 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008). Tale voce accoglie principalmente i finanziamenti di circa 204 milioni di euro (Euro 178 milioni e Euro 90 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008) per i progetti per Snyder, Smoky I e Smoky II del Nord America, a seguito del “*Tax Partnership*”.

Le tax partnership sono strumenti disciplinati dalla normativa fiscale americana che consentono di assegnare a entità terze esterne al Gruppo (“*tax equity investor*”), a determinate condizioni e in specifici contesti previsti dalla normativa di riferimento, i benefici fiscali riconosciuti negli Stati Uniti d’America alle società che producono energia da fonti rinnovabili. Nella circostanza, alcune società facenti capo a ENA, società controllata al 100% dall’Emittente, alla data del 30 giugno 2010 avevano in essere tax partnership con differenti istituzioni finanziarie, al fine di finanziare i progetti “Snyder”, “Smoky Hill I” e “Smoky Hill II” relativi a centrali eoliche installate negli stati del Kansas e del Texas. Tali operazioni hanno consentito a talune società del gruppo ENA di acquisire finanziamenti da istituzioni finanziarie, a fronte del trasferimento a queste ultime dei futuri crediti fiscali che deriveranno dalla produzione eolica e delle perdite fiscali maturate. La normativa in oggetto, pertanto, consente alle società in start up, di monetizzare crediti e perdite fiscali che in mancanza di un imponibile fiscale, non potrebbero essere altrimenti utilizzati.

Il saldo al 30 giugno 2010 accoglie inoltre finanziamenti in *project finance* del Nord America per un importo pari a Euro 82 milioni (Euro 72 milioni e Euro 76 milioni, rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008).

Finanziamenti verso società correlate

La voce “Finanziamenti verso società correlate” sono pari a Euro 118 milioni al 30 giugno 2010 (Euro 100 milioni e Euro 32 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008) e si riferiscono, quanto a Euro 98 milioni (Euro 79 milioni e Euro 32 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008), a finanziamenti di lungo termine erogati da Enel Finance International, e quanto a Euro 20 milioni, a operazioni di lease-back finanziario per il tramite di Enel Lease S.a.r.l..

Ulteriori dettagli sui finanziamenti verso società correlate sono riportati nella Sezione Prima, Capitolo 19, Paragrafo 19.1 del Prospetto.

10.2 Flussi di cassa dell'Emittente

10.2.1 Flussi di cassa rilevati ai semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009

Nella seguente tabella viene riportata una sintesi del rendiconto finanziario del Gruppo con riferimento ai semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Semestre chiuso al 30 giugno	
	2010	2009 <i>unaudited</i>
Cash flow generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	710	657
Variazioni del capitale circolante netto ⁽¹⁾	(449)	(338)
Flusso di cassa generato dall'attività operativa	261	319
Flusso di cassa (assorbito) dall'attività di investimento	(1.242)	(292)
Flusso di cassa (assorbito)/generato dall'attività di finanziamento	1.037	(65)
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	-
Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	67	(38)

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

- dei "Crediti per anticipazioni di factoring", della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", degli "Altri titoli" e altre partite minori, inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine", delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine" e da talune poste incluse nelle "Passività finanziarie correnti".

Nel primo semestre 2010, il Gruppo ha incrementato l'ammontare delle disponibilità liquide per Euro 67 milioni, viceversa nel primo semestre 2009 l'impatto delle attività sui flussi di cassa ha assorbito disponibilità liquide per Euro 38 milioni. Di seguito sono brevemente commentati i principali fenomeni che hanno interessato i flussi di cassa nei semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009.

Flusso di cassa generati dall'attività operativa

La gestione operativa presenta un decremento in termini di generazione di cassa passando da Euro 319 milioni nel primo semestre 2009 a Euro 261 milioni nel primo semestre 2010. La variazione è prevalentemente riconducibile alle variazioni nel capitale circolante netto.

Il capitale circolante netto ha assorbito cassa per Euro 449 milioni e per Euro 338 milioni rispettivamente nel primo semestre 2010 e nel primo semestre 2009. La variazione è principalmente riconducibile: *i)* alle imposte pagate nel primo semestre 2010 pari a Euro 297 milioni rispetto a Euro 61 milioni nel primo semestre 2009 e *ii)* alla variazione in Italia dei crediti e debiti commerciali generati nel primo semestre 2009. Tale variazione è riconducibile alla costituzione dell'Emittente che, al 31 dicembre 2008, aveva una posizione commerciale creditoria e debitoria relativa alla gestione corrente del solo mese di dicembre (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.1 del Prospetto).

Le imposte pagate in Italia nel 2010 sono principalmente riferibile ai pagamenti di imposte dall'Emittente e includono conguagli delle imposte 2009 e acconti su imposte 2010 calcolati sulla base imponibile 2009; mentre le imposte pagate dall'Emittente nel 2009 si riferivano a un solo mese di operatività nel 2008.

Flusso di cassa assorbito dall'attività di investimento

Nel primo semestre 2010, l'attività di investimento ha assorbito cassa per Euro 1.242 milioni. Di seguito si descrivono le principali attività di investimento effettuate nel corso del semestre in oggetto:

Investimenti

- Euro 809 milioni, per acquisizioni di partecipazioni di controllo, di cui Euro 777 milioni per l'acquisto di Ecyr (*cfr.* Sezione prima, Capitolo 5, paragrafo 5.1.5 del Prospetto);
- Euro 336 milioni, per investimenti in immobili, impianti e macchinari al netto dei contributi ricevuti (*cfr.* Sezione prima, Capitolo 5, paragrafo 5.2 del Prospetto), di cui Euro 183 milioni per il settore eolico, Euro 70 milioni nel settore geotermico ed Euro 56 milioni nel settore idroelettrico;
- Euro 94 milioni, per attività finanziarie correnti e non correnti con parti correlate principalmente relative ai conti corrente intersocietari con Enel Finance International, Enel ed Endesa;
- Euro 3 milioni, per investimenti in attività immateriali.

Nel primo semestre 2009, l'attività di investimento ha assorbito cassa per Euro 292 milioni. Di seguito si descrivono le principali attività di investimento effettuate nel corso del semestre in oggetto:

Investimenti

- Euro 278 milioni, per investimenti in immobili, impianti e macchinari;
- Euro 12 milioni, per l'acquisizione di partecipazioni di controllo e collegate (*Cfr.* Sezione prima, Capitolo 5, paragrafo 5.2 del Prospetto);
- Euro 2 milioni, per investimenti in attività immateriali.

Flusso di cassa generato / (assorbito) dall'attività di finanziamento

L'attività di finanziamento ha generato cassa per Euro 1.037 milioni nel primo semestre 2010, sostanzialmente per effetto delle seguenti operazioni:

- incremento netto di finanziamenti a breve termine per complessivi Euro 957 milioni, di cui Euro 860 milioni per l'acquisto di Ecyr menzionato precedentemente;
- emissione di nuovi finanziamenti a lungo termine per Euro 80 milioni.

L'attività di finanziamento ha assorbito cassa per Euro 65 milioni nel primo semestre 2009, sostanzialmente per effetto delle seguenti operazioni:

- emissione di nuovi finanziamenti a lungo termine per Euro 166 milioni;
- decremento netto di finanziamenti a breve termine per complessivi Euro 231 milioni.

10.2.2 Flussi di cassa rilevati agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008

Nella seguente tabella viene riportata una sintesi del rendiconto finanziario del Gruppo con riferimento agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Esercizio chiuso al 31 Dicembre	
	2009	2008
Cash flow generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	1.259	1.138
Variazioni del capitale circolante netto ⁽¹⁾	(362)	(785)
Flusso di cassa generato dall'attività operativa	897	353
Flusso di cassa (assorbito) dall'attività di investimento	(852)	(998)
Flusso di cassa (assorbito)/generato dall'attività di finanziamento	(60)	645
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(4)	-
Decremento disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(19)	-

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

- dei "Crediti per anticipazioni di factoring", della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", degli "Altri titoli" e altre partite minori, inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine", delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine" e da talune poste incluse nelle "Passività finanziarie correnti".

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, il Gruppo ha ridotto l'ammontare delle disponibilità liquide per Euro 19 milioni, viceversa nell'esercizio 2008 l'impatto delle attività sui flussi di cassa è nullo. Di seguito sono brevemente commentati i principali fenomeni che hanno interessato i flussi di cassa negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

Flusso di cassa generati dall'attività operativa

La gestione operativa presenta un incremento in termini di generazione di cassa passando da Euro 353 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 a Euro 897 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009. I flussi di cassa generati dall'attività operativa, rettificati delle poste relative al capitale circolante netto, passano da Euro 1.138 milioni nel 2008 a Euro 1.259 milioni nel 2009. La variazione è prevalentemente riconducibile all'incremento registrato nell'EBITDA che passa da Euro 1.141 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 a Euro 1.207 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 (Cfr. Sezione prima, Capitolo 9, Paragrafo 9.2.2 del Prospetto).

Il capitale circolante netto ha assorbito cassa per Euro 362 milioni e per Euro 785 milioni rispettivamente nel 2009 e nel 2008. La variazione è principalmente riconducibile al pagamento di un'imposta sostitutiva pari a Euro 532 milioni effettuato nell'esercizio 2008 al fine di rendere deducibile talune differenze temporanee esistenti tra i valori fiscali e i valori di bilancio di taluni cespiti.

Flusso di cassa assorbito dall'attività di investimento

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, l'attività di investimento ha assorbito cassa per Euro 852 milioni. Di seguito si descrivono le principali attività di investimento effettuate nel corso dell'esercizio in oggetto:

Investimenti

- Euro 674 milioni, per investimenti in immobili, impianti e macchinari al netto dei contributi ricevuti (*cf.* Sezione prima, Capitolo 5, paragrafo 5.2 del Prospetto), di cui Euro 400 milioni per il settore eolico, Euro 151 milioni nel settore geotermico ed Euro 123 milioni nel settore idroelettrico;
- Euro 102 milioni, per attività finanziarie correnti e non correnti con parti correlate principalmente relative ai conti corrente intersocietari con Enel Finance International;
- Euro 101 milioni, per l'acquisizione di partecipazioni di controllo e collegate (*Cfr.* Sezione prima, Capitolo 5, paragrafo 5.2 del Prospetto);
- Euro 12 milioni, per investimenti in attività immateriali.

Disinvestimenti

- Euro 23 milioni, per dismissioni di immobili, impianti e macchinari;
- Euro 14 milioni, per dividendi incassati da società collegate.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, l'attività di investimento ha assorbito cassa per Euro 998 milioni. Di seguito si descrivono le principali attività di investimento effettuate nel corso dell'esercizio in oggetto:

Investimenti

- Euro 882 milioni, per investimenti in immobili, impianti e macchinari (*Cfr.* Sezione prima, Capitolo 5, paragrafo 5.2 del Prospetto), di cui Euro 540 milioni per il settore eolico, Euro 237 milioni nel settore geotermico, Euro 83 milioni nel settore idroelettrico ed Euro 22 milioni in terreni, fabbricati e altri beni;
- Euro 158 milioni, per l'acquisizione di partecipazioni di controllo e collegate (*Cfr.* Sezione prima, Capitolo 5, paragrafo 5.2 del Prospetto);
- Euro 17 milioni, per investimenti in attività immateriali.

Disinvestimenti

- Euro 56 milioni, per incassi di crediti finanziari;
- Euro 3 milioni, per dismissioni di immobili, impianti e macchinari.

Flusso di cassa assorbito dall'attività di finanziamento

L'attività di finanziamento ha assorbito cassa per Euro 60 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, sostanzialmente per effetto delle seguenti operazioni:

- rimborso di finanziamenti a lungo termine per complessivi Euro 233 milioni;
- decremento netto di finanziamenti a breve termine per complessivi Euro 176 milioni;
- emissione di nuovi finanziamenti a lungo termine per Euro 349 milioni.

L'attività di finanziamento ha generato cassa per Euro 645 milioni nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, sostanzialmente per effetto delle seguenti operazioni:

- emissione di nuovi finanziamenti a lungo termine per Euro 206 milioni;
- utilizzo di linee di credito a breve termine per Euro 604 milioni;
- rimborso di finanziamenti a lungo termine per complessivi Euro 188 milioni;
- incremento delle altre passività finanziarie per Euro 23 milioni.

10.3 Indicazione degli strumenti finanziari derivati

L'obiettivo che si pone l'Emittente attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati è quello di tutelarsi dai rischi insiti nelle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi dell'energia. Gli strumenti finanziari derivati utilizzati dall'Emittente sono pertanto strumenti di copertura. Da un punto di vista meramente contabile, taluni strumenti rispettano i requisiti previsti dagli IFRS per essere considerati di copertura; altri, invece, pur garantendo sostanzialmente la copertura dei rischi menzionati, non rispettano tutti i requisiti previsti dallo IAS 39 e sono, pertanto, considerati di tipo *trading*.

10.3.1 Rischio tasso di interesse

La gestione del rischio di tasso di interesse ha l'obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse al fine di limitare la volatilità dei risultati e, al contempo, monitorare e contenere il costo del debito. A tale scopo, il Gruppo utilizza *interest rate swap* e *interest rate option*.

Mediante gli *interest rate swap*, il Gruppo si accorda con una controparte per scambiare, a intervalli di tempo prestabiliti, dei flussi di interesse a tasso variabile con flussi di interesse a tasso fisso e viceversa (concordato tra le parti) entrambi calcolati su un capitale nozionale di riferimento.

Gli *interest rate option* sono contratti che danno il diritto e non l'obbligo di incassare o di pagare un determinato tasso di interesse (*strike rate*) a una certa data su un capitale nozionale di riferimento.

I contratti derivati di copertura sono sempre posti in essere con nozionale e data di scadenza minori o uguali a quelli della passività finanziaria sottostante, cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante. Il *fair value* dei derivati finanziari generalmente riflette l'importo stimato che il Gruppo dovrebbe pagare o ricevere per estinguere i contratti alla data di chiusura contabile.

Come menzionato in precedenza, l'obiettivo che si pone l'Emittente nello stipulare *interest rate swap* e *interest rate option* è unicamente quello di coprirsi dal rischio tasso di interesse. Tuttavia, da un punto di vista meramente contabile, taluni di tali contratti rispettano i requisiti previsti dagli IFRS per essere considerati di tipo *hedge accounting*; altri, invece, pur garantendo sostanzialmente la copertura del rischio tasso di interesse, non rispettano tutti i requisiti previsti dallo IAS 39 e sono, pertanto, considerati di tipo *trading*.

Nella tabella seguente viene fornito il nozionale e *il fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse al 31 dicembre 2009 e 2008:

(Milioni di Euro)	Al 31 dicembre 2009				Al 31 dicembre 2008			
	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
Interest rate swap	365	(21)	-	(21)	267	(15)	-	(15)
Interest rate option	9	-	-	-	1	-	-	-
Derivati cash flow hedge	374	(21)	-	(21)	268	(15)	-	(15)
Interest rate swap	3	-	-	-	6	-	-	-
Interest rate option	38	(1)	-	(1)	51	-	-	-
Derivati di trading	41	(1)	-	(1)	57	-	-	-
Totale interest rate swap	368	(21)	-	(21)	273	(15)	-	(15)
Totale interest rate option	47	(1)	-	(1)	52	-	-	-
Totale derivati su tasso di interesse	415	(22)	-	(22)	325	(15)	-	(15)

Nella tabella seguente viene fornito il nozionale e *il fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse al 30 giugno 2010:

(Milioni di Euro)	Al 30 giugno 2010			
	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
Derivati cash flow hedge	548	(46)	-	(46)
Derivati di trading	39	(2)	-	(2)
Totale derivati su tasso di interesse	587	(48)	-	(48)

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.

In base all'analisi dell'indebitamento del Gruppo, si rileva che l'indebitamento al 30 giugno 2010 è per il 89% indicizzato a tasso variabile (94% e 95% rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008); le operazioni in derivati di copertura designate di *cash flow hedge* riducono tale esposizione al 74% (87% e 90% rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008). Considerando ai fini del rapporto di copertura anche 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, tale percentuale si attesta al 73% (87% e 89% rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008). La parte preponderante dell'indebitamento finanziario espresso a tassi variabili è attribuibile al saldo sul conto corrente intersocietario dell'Emittente nei confronti di Enel.

Conseguentemente, tenendo conto delle operazioni di copertura efficaci, un eventuale incremento (decremento) dei tassi di interesse di mercato dello 0,01% (1 basis point) genererebbe un impatto negativo (positivo) a conto economico, in termini di maggiori (minori) interessi passivi sulla componente di debito non coperta dal rischio di tasso di interesse, pari a circa Euro 50 mila al 31 dicembre 2009 (impatto negativo per Euro 50 mila)(Euro 43 mila al 31 dicembre 2008).

Con riferimento ai possibili impatti a Patrimonio Netto conseguenti a una variazione dei tassi di interesse di mercato, si può stimare che al 31 dicembre 2009, se i tassi di interesse di mercato fossero stati di un punto

base più alti (più bassi), a parità di ogni altra variabile, il Patrimonio Netto sarebbe stato più alto (più basso) di circa Euro 0,2 milioni a causa dell'incremento (decremento) del *fair value* dei derivati su tassi di interesse di *cash flow hedge* (e quindi della relativa riserva di Patrimonio Netto) (Euro 0,1 milioni al 31 dicembre 2008).

10.3.2 Rischio tasso di cambio

Il Gruppo opera in diversi Paesi e parte delle transazioni avvengono, di conseguenza, in valuta diversa rispetto alla valuta funzionale delle entità che le pongono in essere. Il Gruppo è esposto pertanto al rischio di tasso di cambio.

In particolare, il rischio di tasso di cambio si manifesta quando le entità facenti capo al gruppo pongono in essere le seguenti tipologie di operazioni:

- acquisto e/o vendita di energia a prezzi indicizzati a *commodities* espresse in valute diverse da quella funzionale; ad esempio, in alcune circostanze il prezzo di vendita dell'energia è funzione dell'andamento del costo del petrolio, espresso in dollari.
- investimenti effettuati in valute estere;
- finanziamenti e altre passività denominate in valute estere.

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante dalle esposizioni menzionate, il Gruppo utilizza contratti *forward* allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dalle valute funzionali delle differenti entità del Gruppo. Generalmente, la scadenza dei contratti *forward* non eccede i 12 mesi. Il Gruppo inoltre mira al bilanciamento dei flussi di cassa in entrata e in uscita relativamente alle attività e passività denominati in valuta estera.

Al 31 dicembre 2009 risultano in essere contratti *forward* per un valore nozionale complessivo pari a Euro 47 milioni (Euro 179 milioni al 31 dicembre 2008).

Nella tabella seguente viene fornito, alle date del 31 dicembre 2009 e 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio.

(Milioni di Euro)	Al 31 dicembre 2009				Al 31 dicembre 2008			
	Nozionale	Fair value	Fair value	Fair value	Nozionale	Fair value	Fair value	Fair value
			Attività	Passività			Attività	Passività
Derivati Cash Flow Hedge	-	-	-	-	31	3	3	-
Derivati Trading	47	-	-	-	148	(5)	1	(6)
Totale derivati su tassi di cambio	47	-	-	-	179	(2)	4	(6)

Al 30 giugno 2010 risultano in essere contratti *forward* per un valore nozionale complessivo pari a Euro 191 milioni

Nella tabella seguente viene fornito, al 30 giugno 2010, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio.

(Milioni di Euro)	Al 30 giugno 2010			
	Nozionale	Fair value	Fair value	Fair value
			Attività	Passività
Derivati Cash Flow Hedge	151	(2)	-	(2)
Derivati Trading	40	2	4	(2)
Totale derivati su tassi di cambio	191	-	4	(4)

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che al 30 giugno 2010 il 28% (29% e 35% rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008) dell'indebitamento non corrente è espresso in valute diverse dall'Euro. Tale indebitamento, tuttavia, è prevalentemente riferibile a indebitamento denominato nella valuta funzionale del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrica della posizione debitoria; la variazione dei tassi di cambio, pertanto, non produce impatti sul conto economico consolidato del Gruppo, ma esclusivamente sulla riserva di traduzione, iscritta nel patrimonio netto consolidato, destinata ad accogliere le differenze cambio generate dalla traduzione in Euro dei bilanci delle società consolidate.

10.3.3 *Rischio prezzo commodity*

Il prezzo della energia è influenzato da diverse variabili e pertanto ha una significativa volatilità.

La vendita di energia può avvenire attraverso:

- mercati regolamentati (“Borsa”). Tale forma di vendita dell'energia è quella che comporta la maggiore esposizione alla volatilità dei prezzi poiché gli stessi sono soggetti a continui adeguamenti in funzione del livello della domanda e dell'offerta. Nel corso del 2009 circa il 68% dell'intera produzione del Gruppo in Italia è stata venduta attraverso la Borsa.
- meccanismi quali la *feed-in tariff* in cui il prezzo di cessione per ogni KWh di energia prodotto può essere costante nel tempo o soggetto ad aggiustamenti in relazione a indici che riflettono l'andamento dell'inflazione. Tale modalità di vendita è frequentemente adottata in Grecia, Francia, Bulgaria e Romania.
- contratti di lungo termine di tipo *power purchase agreement* (di seguito anche “PPA”), in cui il prezzo di cessione per ogni KWh di energia prodotto può essere, in relazione agli accordi in essere con le terze parti acquirenti: variabile in relazione a indici che riflettono l'andamento dell'inflazione; oppure, indicizzato al prezzo di alcune commodities (ad esempio, in alcune circostanze il prezzo di vendita è funzione dell'andamento del costo del petrolio, del carbone o del gas).

La *policy* del Gruppo prevede di porre in essere strategie di copertura finalizzate a limitare l'esposizione alle oscillazioni delle tariffe di vendita dell'energia e per limitare la volatilità dei relativi ricavi. In particolare, alla Data del Prospetto, le politiche di copertura del Gruppo hanno l'obiettivo di coprire circa l'80% della produzione stimata per un determinato esercizio entro il termine dell'esercizio precedente.

L'Emittente pone in essere meccanismi di copertura tramite: *i*) contratti di lungo termine o *ii*) per quanto concerne l'energia venduta in Borsa, strumenti finanziari di copertura per periodi sufficientemente lunghi – ad esempio, fino a 12 -18 mesi – tali da contenere la volatilità dei prezzi di vendita dell'energia per l'intero esercizio.

Tuttavia, essendo la produzione soggetta a fattori meteorologici – quali ad esempio, sole, vento, pioggia – il Gruppo non è in grado di stimare in modo puntuale la quantità che sarà prodotta nel corso dei 12 mesi successivi ma è in grado, in base ad analisi statistiche, di stimare un quantitativo minimo che verrà prodotto con verosimile certezza. Pertanto, la strategia del Gruppo consiste nell'utilizzare contratti di lungo termine e strumenti finanziari con scadenze fino a 12-18 mesi per la copertura del quantitativo minimo che si ritiene verrà prodotto con verosimile certezza. Viceversa, la quota di produzione che non è possibile stimare in anticipo, è oggetto di copertura attraverso strumenti finanziari di durata inferiore (es. semestrali, trimestrali, mensili, settimanali).

Gli strumenti utilizzati dal Gruppo per limitare l'esposizione alle fluttuazione dei prezzi sono di diversa natura e includono:

- contratti finanziari derivati per differenza (“CFD”) a due vie in Italia.
- contratti bilaterali in Italia e all'estero.

I CFD a due vie sono strumenti finanziari derivati in base ai quali il Gruppo si accorda con la controparte (generalmente stipulati con Enel Trade, (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 19, Paragrafo 19.1 del Prospetto) per scambiare, a intervalli di tempo prestabiliti, il differenziale tra un prezzo di riferimento (“strike price”) e il prezzo di borsa a una certa data (il Gruppo incassa lo strike price e paga il prezzo di borsa).

I contratti bilaterali si configurano come accordi di scambio di lungo termine nei quali il produttore si accorda con un terzo per scambiare determinate quantità di energia in un intervallo di tempo prestabilito e a un prezzo la cui modalità di definizione è prestabilita. Con riferimento al Nord America e America Latina, tipicamente i contratti bilaterali hanno durata compresa fra i 10 anni e oltre 30 anni, a seconda delle prassi commerciali adottate nei singoli Paesi. I contratti bilaterali stipulati in Italia, hanno generalmente durata annuale. Tuttavia, una quota minoritaria della produzione è talvolta oggetto di scambio attraverso contratti bilaterali sottoscritti nel corso dell'esercizio e aventi durata inferiore all'anno (es. trimestrale o mensile). Sia i CFD a due vie che i contratti bilaterali sono contratti sottoscritti con l'obiettivo di stabilizzare i prezzi di vendita. Tuttavia i contratti bilaterali prevedono a scadenza lo scambio fisico del nozionale (quindi lo scambio della quantità di energia concordato a fronte del prezzo concordato). Viceversa, i CFD a due vie prevedono esclusivamente lo scambio del differenziale tra prezzo strike e prezzo di borsa e si configurano, pertanto, da un punto di vista contabile, come strumenti derivati secondo gli IFRS (IAS 39).

In aggiunta, come menzionato in precedenza, in taluni casi il Gruppo sottoscrive contratti che prevedono prezzi di vendita variabili in funzione del prezzo di talune *commodity*. Frequentemente si tratta di *commodity* energetiche denominate in dollari statunitensi. In tali circostanze il Gruppo pone in essere contemporaneamente sia strumenti di copertura per limitare la propria esposizione alla fluttuazione dei prezzi delle *commodity* in oggetto, sia contratti *forward* finalizzati a limitare l'esposizione del Gruppo alle fluttuazioni dei tassi di cambi delle *commodity* rispetto all'Euro. Si veda anche quanto riportato nel precedente paragrafo 10.3.2 *Rischio tasso di cambio*.

Nella seguente tabella viene fornito il nozionale e il fair value dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2009 e 2008. Il fair value di tali CFD a due vie è determinato utilizzando le quotazioni *forward* dell'energia elettrica.

(Milioni di Euro)	Al 31 dicembre 2009				Al 31 dicembre 2008			
	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
CFD a 2 vie	450	73	73	-	806	133	133	-
Altri derivati su energia	57	11	12	(1)	175	(2)	-	(2)
Derivati cash flow hedge	507	84	85	(1)	981	131	133	(2)
CFD a 2 vie	-	-	-	-	4	(1)	-	(1)
Altri derivati su energia	5	-	-	-	119	43	43	-
Derivati di trading	5	-	-	-	123	42	43	(1)
Totale derivati su commodity	512	84	85	(1)	1.104	173	176	(3)

Il valore nozionale dei contratti derivati su *commodity* diminuisce da complessivi Euro 1.104 milioni al 31 dicembre 2008 a Euro 512 milioni al 31 dicembre 2009. Tale variazione è riconducibile alla circostanza che i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2008 coprono un arco temporale più lungo e pertanto volumi di produzione maggiori rispetto ai contratti in essere al 31 dicembre 2009.

Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2009 e 2008 (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)	Al 31 dicembre 2009			Al 31 dicembre 2008		
	-10%	Fair value	+10%	-10%	Fair value	+10%
Fair value CFD a due vie di cash flow hedge	110	73	35	230	133	74
Fair value altri derivati energia di cash flow hedge	13	11	6	-	-	-
Fair value CFD a due vie trading	-	-	-	-	(1)	(1)
Fair value altri derivati energia trading	-	-	-	48	43	39

Nella seguente tabella viene fornito il nozionale e il fair value dei contratti derivati su *commodity* al 30 giugno 2010. Il fair value di tali derivati è determinato utilizzando le quotazioni *forward* dell'energia elettrica.

(Milioni di Euro)	Al 30 giugno 2010			
	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
Derivati cash flow hedge	540	15	22	(7)
Derivati di trading	37	11	11	-
Totale derivati su commodity	577	26	33	(7)

Per quanto concerne la durata media delle coperture e la percentuale media dei ricavi di cui è assicurata la copertura con i contratti bilaterali di lungo termine si rinvia a quanto riportato nella Sezione Prima, Capitolo IX, Paragrafo 9.2.1 del Prospetto.

10.4 Limitazione all'uso di risorse finanziarie

Relativamente alle risorse finanziarie in essere alla Data del Prospetto non vi sono significative limitazioni all'uso delle stesse, oltre a quanto descritto nella Sezione Prima, Capitolo IV, Fattori di Rischio, Paragrafo 1.4.1. e nella Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo.

10.5 Fonti previste di finanziamento

La Società ritiene che i principali fabbisogni futuri di liquidità del Gruppo consisteranno principalmente nei costi per gli investimenti previsti, nella spesa per interessi sul debito, nell'erogazione di dividendi e nella esigenza di copertura del capitale circolante. Tali fabbisogni saranno tendenzialmente coperti tramite i flussi di cassa generati dalla gestione operativa e, laddove questi ultimi non fossero sufficienti, attraverso l'accesso a fonti esterne di finanziamento a sua disposizione e in particolare alle linee di credito che Enel e le sue controllate rendono disponibili al Gruppo e, ove disponibile, a strutture di *project financing*.

CAPITOLO XI – RICERCA E SVILUPPO, BREVETTI E LICENZE

11.1 Ricerca e sviluppo

Le attività di ricerca di Enel Green Power sono gestite principalmente in collaborazione con la Divisione Ingegneria e Innovazione del Gruppo Enel, mediante contratti aventi ad oggetto specifici progetti di ricerca. In base a tali contratti, la Divisione Ingegneria e Innovazione effettua, sulla base delle esigenze espresse da Enel Green Power e secondo le modalità dalla stessa indicate, le attività di ricerca connesse allo sviluppo di uno specifico progetto ed Enel Green Power versa un corrispettivo proporzionale ai costi dell'attività stessa. In particolare, l'Emittente corrisponde alla Divisione Ingegneria e Innovazione tutti i costi sostenuti per l'esecuzione dei progetti di ricerca e un corrispettivo pari a circa il 5% dei suddetti costi. Tale corrispettivo è soggetto a revisione periodica annuale al fine di tener conto dei costi effettivamente sostenuti e della stima dei costi necessari per il completamento del progetto.

Inoltre, l'Emittente svolge attività di ricerca e sviluppo in proprio sia nel settore geotermico sia in altri settori dell'energia da fonti rinnovabili sviluppando in via diretta taluni progetti di carattere innovativo di seguito descritti.

La Divisione Ingegneria e Innovazione opera attraverso una rete di centri di ricerca, laboratori e stazioni sperimentali presenti in tutta Italia, presso i quali sono testati i prototipi e le tecnologie di nuova generazione nel settore delle fonti energetiche rinnovabili (e non) e sono effettuate attività di ricerca e sviluppo per tutto il Gruppo Enel. Tale rete, che rappresenta una delle più importanti realtà per lo sviluppo tecnologico in Italia, vanta, a livello nazionale, un'esperienza storica nel settore elettrico ed oltre trent'anni di attività mirata all'evoluzione tecnologica della generazione elettrica.

Le ricerche condotte hanno uno spiccato carattere sperimentale. Tecnologie, processi e sistemi sono studiati prima a livello teorico e di laboratorio e in seguito provati su impianti sperimentali, a livello di prototipo, fino ad arrivare all'applicazione industriale sugli impianti in esercizio. Specifici studi di modellistica matematica supportano l'attività.

Gli obiettivi delle attività di ricerca del Gruppo includono il miglioramento della competitività attraverso lo sviluppo di nuove tecnologie che consentano di produrre energia pulita a basso costo, l'ottimizzazione dei processi produttivi e l'incremento dell'efficienza degli impianti nel rispetto dell'ambiente, nell'ottica di uno sviluppo generale all'insegna della sostenibilità e con il fine ultimo di aumentare il benessere mantenendo in equilibrio il nostro ecosistema.

Nel caso in cui nell'ambito dell'attività di ricerca condotta con la Divisione Ingegneria e Innovazione dovesse rendersi possibile procedere alla brevettazione di invenzioni, la stessa verrà effettuata dall'Emittente e i relativi brevetti e risultati delle ricerche saranno di proprietà di Enel Green Power, la quale potrà disporne liberamente e valutare se concedere in uso alla Divisione Ingegneria e Innovazione la relativa licenza.

Descrizione delle recenti attività di ricerca e sviluppo del Gruppo

A seguito della sua costituzione, il Gruppo ha iniziato le proprie attività di ricerca proseguendo e ampliando nel corso del 2009 le attività di ricerca del Gruppo Enel volte allo sviluppo e alla dimostrazione di tecnologie innovative nel campo della generazione da fonti rinnovabili, della generazione distribuita, dell'efficienza energetica e del contenimento delle emissioni, al fine di aumentare la competitività e garantire la leadership tecnologica ed ambientale del Gruppo. Con l'avvio di tali attività le spese sostenute da Enel Green Power

sono state pari a circa Euro 8 milioni nel 2009 e a circa Euro 4 milioni nel primo semestre del 2010, per progetti che prevedono un impegno complessivo di oltre Euro 40 milioni entro il 2013.

In questo ambito rientrano, tra gli altri, i seguenti progetti innovativi che il Gruppo sta realizzando in collaborazione con la Divisione Ingegneria e Innovazione:

- *solare termodinamico*: le attività si basano sulle esperienze maturate da Enel nel “Progetto Archimede” che prevede la realizzazione di un innovativo impianto solare termodinamico a collettori parabolici lineari (5 MW) con tecnologia a sali fusi sviluppata in collaborazione con ENEA; con questa tecnologia all’avanguardia (si tratta del primo impianto dimostrativo al mondo) sarà possibile incrementare l’efficienza dell’impianto, garantendo una maggiore producibilità. Le risultanze del progetto Archimede potranno offrire opportunità per successive attività sperimentali o dimostrative;
- *fotovoltaico innovativo*: è stato sviluppato a Catania un importante laboratorio solare, con tecnologie di ultima generazione, che consente di verificare l’applicazione su vasta scala di sistemi fotovoltaici innovativi, aiutando lo sviluppo di nuove tecnologie con maggiori rendimenti di conversione e costi contenuti. Oltre a consentire studi sulle tecnologie e sui moduli commerciali di maggiore interesse, permetterà studi di ottimizzazione sulla realizzazione, l’implementazione industriale e la commercializzazione di sistemi fotovoltaici a concentrazione, nonché sulla caratterizzazione e la qualificazione dei sistemi sviluppati.
- *diamante*: nel corso del 2009 è stato inaugurato il “Diamante”, sistema integrato di produzione e stoccaggio di energia da fonte solare attualmente oggetto di sperimentazione all’interno del parco mediceo di Pratolino (FI);
- *geotermia innovativa*: Enel sta realizzando presso l’Area Sperimentale di Livorno un circuito pilota prototipale per lo studio di un ciclo binario ad elevate prestazioni per sfruttare le risorse geotermiche a basso livello entalpico; inoltre sono in corso studi ed attività per migliorare le *performance* ambientali degli impianti geotermoelettrici;
- *biomasse*: è stato ultimato il progetto dell’impianto ibrido dimostrativo nominato la “Fattoria dell’energia”, che ha come obiettivo la dimostrazione di tecnologie consolidate e innovative per la conversione di biomasse di diversa natura in energia elettrica e termica. Presso l’Area Sperimentale di Livorno sarà realizzata una struttura di prova all’interno della quale saranno installati e testati generatori da biomassa legnosa da utilizzare per il surriscaldamento del vapore negli impianti di produzione geotermica;
- *accumulo ER (accumulo energetico innovativo)*: sono in corso attività di modellazione e di sperimentazione di sistemi di accumulo energetico innovativi, per migliorare l’inserimento delle centrali che sfruttano le risorse rinnovabili nelle reti elettriche e migliorarne la programmazione della produzione;
- *eolico – Caratterizzazione sistemi esistenti e sviluppo nuove tecnologie*: è terminata la progettazione della stazione di prova in cui verranno testati generatori eolici di piccola/media taglia disponibili sul mercato, per permettere al Gruppo Enel di acquisire *know-how* tecnico nella progettazione, nella realizzazione e nell’esercizio di tali macchine e verificare le curve di potenza. Le macchine hanno una potenza da 1 kw a 20 kw e sono sia ad asse orizzontale (di tipo tradizionale) che ad asse verticale;

- *forecast eolico*: è stato elaborato il modello preliminare di previsione di breve-medio periodo della producibilità degli impianti eolici, che utilizza modelli di tipo fisico fluidodinamico CFD e di tipo statistico a reti neurali ANN. Il sistema consente di ottenere risultati verosimilmente più attendibili dei sistemi in uso alla Data del Prospetto. Il sistema, testato e validato su due differenti siti, consente di elaborare attualmente i dati meteo e le previsioni per 14 impianti eolici italiani di potenza nominale complessiva di circa 390 MW;
- *telediagnostica predittiva impianti eolici*: per anticipare malfunzionamenti e guasti e per ottimizzare l'esercizio degli impianti e la pianificazione degli interventi di manutenzione, questo nuovo progetto, iniziato nel corso del 2010, prevede lo sviluppo di sistemi di telemonitoraggio/diagnostica che possano successivamente essere implementati con i sistemi di forecast eolico messi a punto dal precedente progetto;
- *sistema AMIS*: il sistema AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato) permette di ridurre in maniera significativa le emissioni naturali associate al vapore geotermico che alimenta le centrali. Alla Data del Prospetto sono in corso ricerche volte alla realizzazione di una generale semplificazione impiantistica e del processo utilizzato;
- *caratterizzazione ambientale e cicli innovativi geo*: tale progetto ha lo scopo di migliorare le *performance* delle centrali geotermoelettriche sia nel contesto italiano che internazionale, di mettere a punto metodi innovativi di campionamento per una più completa analisi dei fluidi e di aumentare la conversione di energia rinnovabile mediante l'eventuale integrazione con impianti a biomassa;
- *energia dal mare*: progetto che intende analizzare i siti potenziali per la realizzazione di una stazione di prova per la caratterizzazione di sistemi di generazione elettrica da moto ondoso e da correnti marine nella costa atlantica europea, prevedendo un'indagine degli aspetti autorizzativi e ambientali specifici del sito individuato ed uno studio di prefattibilità.

In collaborazione con la Divisione Ingegneria e Innovazione, sono state inoltrate due richieste di finanziamento nell'ambito degli Inviti nell'ambito del Programma Operativo Nazionale indetti dal Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca per il progetto "Nuovi dispositivi per il fotovoltaico", che prevede sia lo studio di nuovi materiali non organici per fotovoltaico in film sottile e dispositivi elettronici per l'ottimizzazione della producibilità di un impianto, che la Realizzazione di prototipi per integrazione architettonica, e per il Progetto SETI I (Solar Energy direct conversion – Fotovoltaico di terza generazione), che mira alla realizzazione di una piattaforma di ricerca e sviluppo sperimentale per la fabbricazione di nuovi sistemi integrati fotovoltaici di terza generazione per la conversione diretta di energia solare in energia elettrica. I sistemi sono basati su materiali plastici e ibridi organico/inorganico di nuova concezione, a basso costo di produzione e ridotto impatto ambientale.

Inoltre, Enel Green Power svolge attività di presidio tecnologico sulle nuove tecnologie, nel settore del mare, con l'analisi degli innovativi impianti di produzione di energia elettrica da onde e maree, e nel settore della gassificazione da pirolisi, con l'utilizzo della biomassa non combusta ma trattata chimicamente all'interno di turbine a gas (piuttosto che in motori endotermici), nonché nei settori dell'idroelettrico di piccola taglia, dell'eolico *off-shore*, della generazione dal solare termodinamico e dell'accumulo energetico accoppiato a fonti rinnovabili.

Alcuni tra i progetti innovativi sviluppati direttamente da Enel Green Power sono i seguenti:

- *Biomassa distribuita*: le attività si basano sulla realizzazione di impianti ibridi a biomassa associati ad impianti idroelettrici, con lo scopo di ottimizzare il sistema ed utilizzare un raffreddamento del

ciclo con un condensatore ad acqua piuttosto che ad aria (meno efficiente e più costoso), sfruttando allo stesso tempo i punti di allaccio alla rete già disponibili e quei terreni collinari che presentano nelle vicinanze zone boscate e lavorazione di biomasse residuali;

- *Progetto europeo per sviluppo sistemi di efficientamento energetico negli edifici*: Enel.si collabora in due consorzi di ricerca finanziati dall'Unione Europea nell'ambito del 7° Programma Quadro della Commissione Europea: (i) Beaware – che studia strumenti per incrementare la consapevolezza nei consumi domestici attraverso sistemi di monitoraggio e (ii) GAMES – che studia i meccanismi per rendere più efficienti i *data center*. Entrambi i progetti mirano a predisporre strumenti per ottenere Certificati Bianchi;
- *Monitoraggio impianti Fotovoltaici*: è stato completato il progetto che, tramite lo studio e l'adozione di un modello matematico di funzionamento di un impianto fotovoltaico, ha creato un *software* che permette di monitorare i parametri caratteristici di funzionamento di un impianto fotovoltaico e di trasmettere le informazioni e le eventuali segnalazioni di allarme direttamente su un portale ENEL dedicato;
- *Simulazione impianti fotovoltaici*: è stata completata la realizzazione del modello di simulazione degli impianti fotovoltaici, che utilizza dati satellitari resi disponibili dall'European Space Agency, e permette di calcolare la producibilità dell'impianto in funzione di alcuni parametri caratteristici del sito e della tecnologia utilizzata;
- *Simulazione impianti mini-wind*: è stato realizzato il modello di simulazione degli impianti mini eolici, il quale, utilizzando i dati satellitari e i database italiani, permette di calcolare la producibilità dell'impianto in funzione di alcuni parametri caratteristici del sito e della tecnologia utilizzata.

11.2 Marchi, brevetti e licenze

Enel è titolare di vari brevetti e marchi, registrati in Italia e/o nell'Unione Europea e/o in altri Paesi extraeuropei.

Alcuni dei marchi sono concessi in licenza d'uso alle società del Gruppo e talvolta in sub-licenza a soggetti terzi quali ad esempio *franchisee*. Tra questi, alcuni brevetti sono di proprietà del Gruppo.

Per la tutela dei propri marchi e diritti di proprietà intellettuale, il Gruppo fa affidamento sia sulla registrazione dei diritti di privativa concordemente con la normativa di settore dei diversi Paesi nei quali sono registrati, sia sulla proposizione di opposizione qualora necessario davanti alle competenti Autorità in conformità alla normativa di settore applicabile. Il Gruppo ha stipulato e stipula nel corso della propria attività accordi di riservatezza aventi ad oggetto *know-how*, informazioni tecniche o commerciali riservate sia del Gruppo sia di terzi rese reciprocamente accessibili in forza di rapporti contrattuali.

CAPITOLO XII – INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE

12.1 Tendenze recenti sui mercati in cui opera il Gruppo

I primi mesi del 2010, fino alla Data del Prospetto, evidenziano una stabilità dei risultati economici rispetto al terzo quadrimestre del 2009 frutto di una sostanziale invariabilità dei sistemi regolatori e di una stabilità delle condizioni macroeconomiche e settoriali nei principali Paesi in cui il Gruppo opera, con l'eccezione del peggioramento dei conti pubblici della Grecia, che non hanno però comportato effetti immediati sul settore dell'energia da fonti rinnovabili e, in particolare, sul sistema incentivante. Peraltro, il volume d'affari del Gruppo in Grecia risulta limitato.

Nell'esercizio 2010, la Società prevede di concentrare i propri programmi di investimento principalmente nel settore eolico e solare e proseguirà i piani avviati di crescita organica nella tecnologia idroelettrica e geotermica, facendo leva sui vantaggi economici perseguibili attraverso le economie di scala, principalmente nell'ambito del *procurement*.

Nell'ambito della diversificazione geografica, l'attenzione della Società sarà rivolta alla razionalizzazione dell'attuale portafoglio estero focalizzandosi nei mercati "core" quali Italia, Stati Uniti, Spagna, Grecia e Romania mentre saranno opportunamente valutate e selezionate dalla Società eventuali nuove opportunità in Paesi che presentano scenari regolamentari favorevoli così come esigenze di dismissione in Paesi non strategici.

La Società porterà a termine l'integrazione organizzativa della società spagnola ECyR mirando alla valorizzazione sinergica degli attivi posseduti nella penisola Iberica. In termini organizzativi, la Società proseguirà nell'integrazione dei nuovi veicoli di sviluppo acquisiti negli Stati Uniti e in Italia.

La Società inoltre avvierà le attività relative alla costruzione della fabbrica per la costruzione di pannelli fotovoltaici in *joint venture* con Sharp e STM e perseguirà nella *leadership* acquisita in Italia relativamente alla vendita di pannelli fotovoltaici e di progetti di efficienza energetica attraverso la rete di *franchisee* detenuta da Enel.si. Gli obiettivi di crescita saranno supportati da un'intensa attività di sviluppo di *pipeline* robuste nei mercati e nelle tecnologie di riferimento, sia attraverso iniziative *greenfield*, sia attraverso accordi strategici con sviluppatori (Cfr. Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.3 del Prospetto). Inoltre la Società continuerà la propria attività volta alla ricerca e allo sviluppo di tecnologie innovative, ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e alla *safety*.

12.2 Informazioni su tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente almeno per l'esercizio in corso

Alla Data del Prospetto, fatto salvo quanto riportato nella Sezione fattori di Rischio del Prospetto e quanto evidenziato al precedente paragrafo 12.1, l'Emittente non è a conoscenza di tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sull'esercizio in corso.

CAPITOLO XIII – PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI

13.1 Previsioni sul Margine Operativo Lordo consolidato dell’Emittente e principali presupposti sui quali sono basate

13.1.1 Premessa

Enel Green Power ogni anno predispone il piano industriale, un documento quinquennale contenente le linee guida strategiche e gli obiettivi di crescita economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Il piano industriale viene predisposto al fine di definire e monitorare gli obiettivi di crescita per gli esercizi definiti dal piano e le corrispondenti azioni identificate dal *management* per il raggiungimento di tali obiettivi, in un ottica di creazione di valore.

In data 11 giugno 2010 il Consiglio di Amministrazione dell’Emittente ha approvato il piano industriale relativo al periodo 2010-2014 (il “**Piano**”), che include, tra l’altro, previsioni sulle attività e sui risultati obiettivo attesi dal Gruppo inclusi taluni indicatori economici consolidati, quali il Margine Operativo Lordo (EBITDA) consolidato del Gruppo (i “**Dati Previsionali**”).

Il Piano è stato predisposto con un ampio coinvolgimento del *management* del Gruppo ed è la risultante di un processo di simulazione prospettica delle grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie riferite al Gruppo.

Il Piano è stato elaborato nel rispetto degli IFRS e cioè dei principi contabili utilizzati dal Gruppo EGP per la redazione del bilancio consolidato per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

Il Piano è stato elaborato sulla base delle priorità strategiche del Gruppo, più analiticamente descritte nella Sezione I, Capitolo VI, paragrafo 6.1.6 del Prospetto. Il Piano riflette, inoltre, gli effetti di alcune operazioni straordinarie che sono intervenute o interverranno nel periodo 2010-14, quali la ripatrimonializzazione dell’Emittente avvenuta in data 17 marzo 2010 e l’acquisizione di Ecyr (oggi Enel Green Power España, Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1 del Prospetto) nonché la ripartizione (prevista per il 2013) tra i partecipanti al consorzio ENEOP 2 degli impianti eolici che esso intende realizzare a seguito dell’aggiudicazione della gara per la realizzazione di circa 1.200 MW di parchi eolici in Portogallo (cfr. Sezione I, Capitolo VI, paragrafo 6.1.2.3 – Penisola Iberica, del Prospetto).

Il Piano ed i Dati Previsionali sono basati su assunzioni di carattere generale relative ad eventi futuri, soggetti a incertezze che il *management* si aspetta si verificheranno e sulle azioni che lo stesso intende intraprendere nel momento in cui il Piano viene elaborato, e su assunzioni di carattere ipotetico relative (i) ad eventi futuri ed azioni del *management* che lo stesso non si aspetta che necessariamente si verifichino ovvero (ii) a situazioni per le quali non esiste una significativa esperienza storica che consenta di supportare le previsioni future.

Il verificarsi delle ipotesi formulate come assunzioni dipende in maniera significativa anche da fattori non controllabili dal *management* (come, a titolo esemplificativo, quelle relative al regime degli incentivi e, più in generale, al contesto regolamentare del settore delle energie rinnovabili ed all’andamento dei mercati dell’energia nei molteplici paesi in cui il Gruppo opera, al Load factor e al prezzo medio di vendita dell’Energia elettrica) ed il cui grado di incertezza cresce al crescere dell’orizzonte temporale delle previsioni.

13.1.2 Principali assunzioni sottostanti l'elaborazione dei Dati Previsionali

Di seguito si riportano le principali assunzioni adottate, nella redazione del Piano, in relazione ai fattori che possono avere un significativo effetto sulla realizzazione delle previsioni, con l'indicazione dei fattori che sono o meno sotto la sfera di influenza del *management*, distinguendo tra le assunzioni di carattere maggiormente ipotetico da quelle di carattere più generale.

Tali assunzioni sono elaborate dal *management* dell'Emittente sulla base delle conoscenze, esperienze e valutazioni maturate.

- **investimenti:** gli investimenti, al netto dei contributi governativi in conto capitale destinati alle energie rinnovabili – dove applicabili– sono stati stimati in complessivi Euro 5,5 miliardi per il periodo del Piano, di cui 5,2 relativi a investimenti operativi, per lo sviluppo di nuova capacità di generazione ed il mantenimento degli impianti in essere, ed Euro 0,3 miliardi per investimenti finanziari in partecipazioni di minoranza nel settore eolico e solare. I flussi di cassa operativi previsti complessivamente nell'arco temporale del Piano coprono i fabbisogni finanziari relativi al piano di investimenti.

La allocazione degli investimenti previsti per tecnologia e area geografica potrebbe essere soggetta a cambiamenti nel corso dell'attuazione del Piano poiché, in coerenza con i propri obiettivi strategici, il Gruppo riesamina periodicamente le opportunità di crescita alla luce, tra l'altro, dei mutamenti del quadro di mercato, normativo e regolamentare.

La seguente tabella illustra la distribuzione degli investimenti attualmente pianificati dal Gruppo per il periodo in oggetto:

(Miliardi di Euro)	2010-2014	
	Investimenti operativi	Investimenti finanziari
Investimenti	5,2	0,3
Italia e Europa	2,6	0,2
Iberia e America Latina	1,6	0,1
Nord America	1,0	-
Investimenti	5,2	0,3
Eolico	3,5	0,1
Idroelettrico	0,5	-
Geotermico	0,7	-
Solare	0,4	0,2
Altre tecnologie	0,1	-
Investimenti	5,2	0,3
Manutenzione	0,5	0,0
Crescita	4,7	0,3

- **costo unitario di investimento:** il costo unitario di investimento è stato stimato per tecnologia e per Paese, assumendo un trend discendente nel settore eolico e solare. Tale stima, rapportata agli investimenti programmati nel Piano genera un incremento della capacità installata netta di 3,5 GW, dai 5,7 GW di fine 2009 a 9,2 GW a fine 2014. Per dare esecuzione al piano di crescita della capacità installata, la Società dispone di un portafoglio di progetti di sviluppo (c.d. *pipeline*), consistente in opzioni legate ad opportunità di investimento, che la Società può decidere di esercitare o non esercitare a sua discrezione. Nel corso degli anni 2010-2014, La Società selezionerà i progetti della

pipeline, per un totale di 3,5 GW, sulla base di criteri di massimizzazione del ritorno dell'investimento e di rispondenza alla propria strategia industriale. Al 30 giugno 2010, la *pipeline* lorda relativa a progetti con COD 2010-2014 e la capacità c.d. *in execution* ammontano complessivamente a 14,7 GW (equivalenti a 6,4 GW netti).

- **Load factor:** il Load factor è stato stimato in relazione ad ogni singolo impianto operativo o in fase di sviluppo o realizzazione, sulla base delle seguenti assunzioni ipotetiche:
 - per la capacità idroelettrica, sulla base dell'idraulicità media degli ultimi 35 anni;
 - per la capacità geotermica, sulla base di dati storici, che coprono circa 40 anni, per gli impianti esistenti e sulla base di dati stimati sulla base delle proprie conoscenze per gli impianti futuri;
 - per la capacità eolica e solare, sulla base di dati storici per gli impianti esistenti e sulla base di dati stimati alla luce delle misurazioni della risorsa effettuate durante lo sviluppo dei progetti (la cui durata tipica è di 12-24 mesi), per gli impianti futuri.

Per tutte le tecnologie, il Load Factor dipende dalla disponibilità della risorsa naturale, che presenta caratteristiche di intrinseca variabilità nel breve periodo non completamente modellabili mediante analisi statistiche di lungo periodo. Si tratta dunque di una variabile al di fuori del controllo del *management* della Società.

In conseguenza dei progetti di sviluppo e della prevista variazione del mix tecnologico del portafoglio di impianti del Gruppo, con l'aumento della capacità eolica e solare, i cui Load Factor sono mediamente inferiori a quelli della capacità geotermica e idroelettrica, è previsto che il Load Factor medio del portafoglio di impianti del Gruppo passi da 46,8% nel 2009 a 37,6% nel 2014.

- **Ricavo medio unitario:** il ricavo medio unitario è stato stimato per Paese sulla base di assunzioni, di natura ipotetica, sugli incentivi riconosciuti per le differenti tecnologie e sugli scenari relativi ai prezzi di mercato dell'energia elettrica. Queste stime, rapportate agli investimenti programmati nel Piano, determinano una crescita del ricavo medio unitario di Gruppo da 88 €/MWh nel 2009 a 93 €/MWh nel 2014, con un tasso di crescita medio annuo dell'1%, in conseguenza, tra l'altro, del previsto aumento della capacità installata in Paesi con un quadro regolamentare che si ritiene favorirà le energie rinnovabili e dell'ipotesi di evoluzione dello scenario macroeconomico ed energetico adottata nel Piano e del conseguente andamento stimato dei prezzi dell'energia elettrica. In particolare, la Società ritiene che la normativa contenuta nel D. L. n. 78 del 2010, convertito in Legge n. 122 del 30 luglio 2010, la cui attuazione è demandata ad un successivo decreto da adottarsi entro il 31 dicembre 2010, sia compatibile con le previsioni degli utili contenute nel Piano e riportate nel successivo paragrafo 13.1.3. Inoltre, si è assunto che le economie dei principali Paesi in cui opera il Gruppo non subiranno nuove contrazioni nel periodo del Piano e sono state, inoltre, effettuate assunzioni con riferimento alle quotazioni Brent (prezzo del petrolio al barile) ed al tasso di cambio Dollaro-Euro. Nella tabella di seguito sono riportati i valori utilizzati nella predisposizione del Piano in relazione a tali variabili, determinati anche sulla base di pubblicazioni delle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali e dei principali enti di ricerca economica. Come già indicato questi fattori sono al di fuori dell'influenza del *management*.

	2011	2014
Prezzo Brent		
Brent (\$/bbl)	82	86
Tassi di cambio		
Tasso di cambio \$/€	1,40	1,36

- **Costi di Operation & Maintenance:** i Costi di Operation & Maintenance sono stati stimati per paese e tecnologia e, in considerazione degli investimenti programmati, dei programmi di efficientamento e dell'andamento atteso del costo del lavoro, si prevede che passino da 10 €/MWh a 14 €/MWh.
- **Tempi di realizzazione degli impianti pianificati:** i tempi di realizzazione degli impianti dipendono da un insieme di fattori, quali ad esempio, il rilascio di permessi ed autorizzazione, i tempi di costruzione, l'allacciamento alla rete e la messa in esercizio, alcuni parzialmente sotto il controllo del *management* ed altri del tutto al di fuori di tale controllo. Le assunzioni relative ai tempi di realizzazione dei nuovi impianti in corso di sviluppo o di costruzione alla base del Piano sono state effettuate sulla base dell'esperienza maturata dal Gruppo nel settore dello sviluppo e secondo le procedure di classificazione elaborate dal Gruppo per la valutazione del livello di avanzamento della *pipeline* e dei progetti *under construction* (cfr. Sezione I, Capitolo VI, paragrafo 6.1.4 del Prospetto).

13.1.3 Dati Previsionali

Il Piano 2010-2014 del Gruppo, elaborato sulla base dei presupposti descritti nel precedente paragrafo, include i seguenti Dati Previsionali, con riferimento agli anni 2011 e 2014.

(in miliardi di euro)	2011	2014
Margine Operativo Lordo (EBITDA)*	1,4	2,1

(*) Il Margine Operativo Lordo (EBITDA) rappresenta un "indicatore alternativo di *performance*", non previsto dai principi contabili IFRS – EU, utilizzato al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico – finanziaria del Gruppo. In particolare, il Margine Operativo Lordo (EBITDA) rappresenta per il Gruppo un indicatore delle *performance* operative ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

I suddetti Dati Previsionali sono basati sulle valutazioni effettuate dal *management* di un insieme di ipotesi di realizzazione di eventi futuri e di azioni che essi ritengono di intraprendere, che includono assunzioni di carattere generale e assunzioni di carattere ipotetico relative ad eventi futuri ed azioni del *management* che non necessariamente si verificheranno. Pertanto, i Dati Previsionali, essendo basati su ipotesi di eventi futuri ed azioni del *management*, sono caratterizzati da connotati elementi di soggettività ed incertezza ed in particolare dalla rischiosità che eventi preventivati ed azioni dai quali traggono origine possano non verificarsi ovvero possono verificarsi in misura e in tempi diversi da quelli prospettati, mentre potrebbero verificarsi eventi ed azioni non prevedibili o non previsti al tempo della loro preparazione. Pertanto, gli scostamenti fra valori consuntivi e valori preventivati potrebbero essere significativi.

Con riferimento a moderate variazioni delle assunzioni del Piano (+/- 10% del valore di riferimento), si evidenzia che i Dati Previsionali sono altamente sensibili alla variazione dei prezzi dell'energia nei mercati di riferimento in cui il Gruppo non opera mediante PPA e *feed-in tariffs* (es. Spagna, Italia), mediamente sensibili alla variazione del Load Factor e degli incentivi per certificati verdi, e scarsamente sensibili alla variazione del costo di investimento unitario e dei tempi di realizzazione degli impianti. In considerazione dell'incertezza che caratterizza qualunque dato previsionale, gli investitori sono invitati, nelle proprie

decisioni di investimento connesse all'Offerta, a non fare affidamento sugli stessi (*cfr.* Sezione *Fattori di rischio* del Prospetto Informativo per un'illustrazione dei rischi all'avverarsi dei quali i dati economici previsionali qui rappresentati potrebbero non realizzarsi).

13.2 Relazione della Società di Revisione sui Dati Previsionali

La Relazione emessa dalla Società di Revisione a seguito dell'esame condotto sui Dati Previsionali è riportata in Appendice al Prospetto Informativo.

CAPITOLO XIV – ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA E PRINCIPALI DIRIGENTI

14.1 Organi sociali e principali dirigenti

14.1.1 Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente (il “**Consiglio di Amministrazione**”) in carica, composto da sette membri, è stato nominato dall'assemblea ordinaria dell'Emittente del 5 ottobre 2010 e rimarrà in carica fino all'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2012.

Alla Data del Prospetto Informativo, il Consiglio di Amministrazione è così composto:

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di Nascita	Data di nomina
Luigi Ferraris	Presidente	Legnano, 23 febbraio 1962	24 marzo 2010
Francesco Starace	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Roma, 22 settembre 1955	24 marzo 2010
Carlo Angelici	Amministratore*	Roma, 9 aprile 1945	5 ottobre 2010
Andrea Brentan	Amministratore	Tangeri, 3 marzo 1949	24 marzo 2010
Giovanni Battista Lombardo	Amministratore*	Roma, 4 luglio 1946	5 ottobre 2010
Carlo Tamburi	Amministratore	Roma, 1 gennaio 1959	24 marzo 2010
Luciana Tarozzi	Amministratore*	Sasso Marconi (BO), 9 settembre 1944	5 ottobre 2010

* Amministratore indipendente ai sensi dell'art. 148, comma terzo, del Testo Unico e del Codice di Autodisciplina.

I componenti del Consiglio di Amministrazione sono domiciliati per la carica presso la sede della Società.

Si riporta di seguito un sintetico *curriculum vitae* di ogni amministratore, dal quale emergono la competenza e l'esperienza maturate in materia di gestione aziendale.

Luigi Ferraris – Nato a Legnano (MI) il 23 febbraio 1962. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università di Genova. Ha ricoperto diversi incarichi nell'ambito dell'amministrazione e controllo presso numerose società italiane ed estere, tra cui Elsig Bailey Process Automation, appartenente al Gruppo Finmeccanica, presso la quale è stato Area Controller per l'Europa fino al 1999. Nel 1999 è entrato a far parte del Gruppo Enel come direttore finanziario di Eurogen, Elettrogen e Interpower (già Gencos). Nel 2001 è stato nominato direttore finanziario della Divisione Infrastrutture e Reti. Dal mese di giugno 2005 ricopre la carica di responsabile della Funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo, dal novembre 2009 Amministrazione Finanza e Controllo. È attualmente membro del Consiglio d'Amministrazione delle principali controllate di Enel S.p.A. (tra le quali Endesa) e presidente della società di servizi condivisi di Enel (Enel Servizi S.r.l.). È inoltre docente presso l'Università LUISS di Roma, titolare del corso “Sistemi di controllo di gestione”.

Francesco Starace – Nato a Roma il 22 settembre 1955. 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 nel dipartimento appalti e progettazione della società 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. È stato il responsabile della Divisione Mercato dal 2005 al 2008. È attualmente il responsabile della Divisione Energie

Rinnovabili e ricopre la carica di amministratore in alcune delle società appartenenti alla Divisione Energie Rinnovabili.

Carlo Angelici – Nato a Roma il 9 aprile 1945, si è laureato in giurisprudenza all’Università 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 S.p.A. dal 1999 al 2002, di segretario del Consiglio di Amministrazione di Alitalia S.p.A. dal 2001 al 2003, di consigliere di amministrazione di Telecom Italia Mobile S.p.A. dal 2004 al 2005, di consigliere di amministrazione di Stretto di Messina S.p.A. dal 2005 al 2008 nonché di consigliere di amministrazione di SACE BT dal 2007 al 2010. Ricopre attualmente la carica di consigliere di amministrazione (quale consigliere indipendente designato dalle minoranze) di Pirelli & C. S.p.A.

Andrea Brentan – Nato a Tangeri (Marocco) il 3 marzo 1949. Laureato in Ingegneria presso il Politecnico di Milano. È stato ricercatore alla New York University dal 1975 al 1977 e ha successivamente ricoperto sino al 1991 diversi ruoli all’interno di GIE, gruppo di engineering e contracting italiano attivo in tutto il mondo nella realizzazione di centrali “chiavi in mano”. Dal 1991 al 1999 è stato direttore finanziario, direttore generale e amministratore delegato di Sae Sadelmi, società milanese, appartenente al Gruppo ABB, operante nel settore della progettazione e costruzione di centrali elettriche nonché della costruzione e manutenzione di generatori elettrici. Dal 2000 al 2002 è a Parigi a capo del business internazionale delle centrali convenzionali di Alstom. È entrato a far parte del Gruppo Enel nel mese di novembre del 2002 come responsabile degli Affari Internazionali e del Business Development all’interno della Divisione Generazione ed Energy Management. Attualmente è Amministratore Delegato di Endesa e responsabile della Divisione Iberia e America Latina.

Giovanni Battista Lombardo – Nato a Roma il 4 luglio 1946, 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 risoluzioni (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 dell’Enel a partire dalla fase della societizzazione e della successiva quotazione in borsa delle azioni della capogruppo Enel S.p.A. (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. È stato più volte docente della Scuola Centrale Tributaria “E. Vanoni”. È stato membro dei comitati fiscali di Confindustria e Assonime.

Carlo Tamburi – Nato a Roma il 1 gennaio 1959. Laureato in Scienze Statistiche presso l’Università La Sapienza di Roma. Ha ricoperto diversi incarichi negli ultimi 20 anni presso Citibank N.A., l’I.R.I. e il Ministero dell’Economia e delle Finanze. È stato presidente di Tirrenia di Navigazione S.p.A. e membro del Consiglio d’Amministrazione di diverse società italiane, tra cui Finmeccanica e Alitalia. È entrato a far parte del Gruppo Enel nel 2002 ed è attualmente il responsabile della Divisione Internazionale.

Luciana Tarozzi – Nata a Sasso Marconi (BO) il 9 settembre 1944, ha conseguito il diploma di ragioniere nel 1963. 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. Nel 1999 è stata insignita della “Mela d’Oro”, premio che la Fondazione Bellisario riconosce alle donne che si sono distinte per la loro attività professionale, politica e culturale.

Nessuno dei membri del Consiglio di Amministrazione ha rapporti di parentela con gli altri membri del Consiglio di Amministrazione dell’Emittente, con i componenti del Collegio Sindacale o con i principali dirigenti della Società.

Poteri conferiti al Presidente del Consiglio di Amministrazione

Al Presidente spettano i poteri previsti dalla Legge e dallo Statuto per quanto concerne il funzionamento degli organi sociali (assemblea e Consiglio di Amministrazione) e la legale rappresentanza dell’Emittente, nonché la verifica dell’attuazione delle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

Poteri conferiti all’Amministratore Delegato

Oltre ai poteri previsti dallo Statuto per quanto concerne la legale rappresentanza della Società, sono conferiti all’Amministratore Delegato tutti i poteri per l’amministrazione della Società, ad eccezione di quelli riservati al Consiglio di Amministrazione dalla Legge, dallo Statuto e dalla deliberazione del 5 ottobre 2010 adottata dal Consiglio di Amministrazione della Società.

Nell’ambito dei poteri a lui conferiti, l’Amministratore Delegato:

1. predisporre il Piano pluriennale e il Budget annuale della Società e del Gruppo Enel Green Power, da sottoporre, per l’approvazione, al Consiglio di Amministrazione;
2. predisporre il bilancio annuale e gli altri documenti contabili periodici (relazioni trimestrali e semestrale), ovvero straordinari, da sottoporre per l’approvazione al Consiglio di Amministrazione;
3. proporre al Consiglio di Amministrazione gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo;
4. definisce l’assetto organizzativo generale della Società e del Gruppo, che sottopone all’approvazione del Consiglio di Amministrazione, e provvede alla realizzazione dell’assetto stesso;
5. procede direttamente alla presentazione di offerte alla Borsa dell’Energia:
 - i. fino all’importo di Euro 20 milioni per offerta oraria;

- ii. al di sopra del predetto limite e fino all'importo di Euro 25 milioni, per un numero complessivo di offerte non superiore a 10 offerte l'anno;
6. presenta al Consiglio di Amministrazione le proposte in ordine all'esercizio del diritto di voto nelle assemblee delle principali società controllate ed alle designazioni dei membri degli organi amministrativi e di controllo delle società stesse;
7. approva la nomina del *management* della Società e del Gruppo nell'ambito delle linee programmatiche definite dal Consiglio di Amministrazione;
8. definisce gli atti di portata generale riguardanti le modalità di assunzione e la posizione normativa ed economica del personale del Gruppo;
9. determina, nell'ambito delle proprie deleghe, i poteri da conferire, mediante apposite procure, per la gestione della Società e definisce lo schema di assetto dei poteri per le altre società del Gruppo.

Competenze riservate al Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione del 5 ottobre 2010 ha riservato alla competenza dello stesso – oltre alle attribuzioni ad esso spettanti ai sensi di Legge e di Statuto – i poteri riguardanti gli indirizzi strategici, organizzativi e di controllo interno della Società e del Gruppo. Nell'ambito dei poteri ad esso riservati, il Consiglio di Amministrazione:

1. definisce il sistema di Corporate Governance nell'ambito della Società e del Gruppo e provvede alla costituzione ed alla definizione delle funzioni dei Comitati interni al Consiglio, di cui nomina i componenti;
2. definisce, sulla base delle indicazioni dell'apposito Comitato, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno di cui verifica periodicamente l'adeguatezza e l'effettivo funzionamento, assicurandosi che i principali rischi aziendali siano individuati e gestiti in modo adeguato e che esistano i controlli necessari per monitorare l'andamento della Società e del Gruppo;
3. determina, in base alle proposte formulate dall'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche;
4. provvede inoltre, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dal Comitato stesso, a valutare i criteri generali che, su indicazione dell'Amministratore Delegato, sono adottati riguardo alla politica retributiva dell'alta direzione della Società e del Gruppo, e a deliberare in merito all'adozione di piani di incentivazione per la generalità del *management*;
5. valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e del Gruppo e delibera sulle modifiche dell'assetto organizzativo generale proposte dall'Amministratore Delegato;
6. valuta, sulla base delle informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato, il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, e verifica periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;
7. provvede alla nomina del Direttore Generale nonché al conferimento dei relativi poteri;
8. approva il Piano pluriennale e il Budget annuale della Società e del Gruppo predisposti dall'Amministratore Delegato;

9. approva il bilancio annuale e gli altri documenti contabili periodici (relazioni trimestrali e semestrale), ovvero straordinari, predisposti dall'Amministratore Delegato;
10. approva gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo proposti dall'Amministratore Delegato;
11. approva e modifica l'assetto organizzativo generale della Società e del Gruppo;
12. approva investimenti di importo superiore a Euro 10 milioni che non siano previsti nel piano pluriennale;
13. approva gli approvvigionamenti relativi ad appalti di lavori, servizi e forniture e l'approvazione dei relativi contratti passivi con terzi di importo superiore a Euro 10 milioni;
14. approva la partecipazione a gare (anche tramite ATI, consorzi e *joint venture*) e la stipula dei relativi contratti che comportino un impegno superiore a Euro 10 milioni;
15. approva la stipula di contratti di acquisto, vendita e dispacciamento di energia elettrica di importo unitario superiore a Euro 120 milioni;
16. approva la stipula di contratti aventi ad oggetto strumenti finanziari derivati sull'energia per un importo unitario superiore a Euro 120 milioni;
17. approva l'acquisto e la vendita di certificati verdi per un importo superiore a Euro 50 milioni e di certificati RECS per un importo superiore a Euro 5 milioni e di certificati CERs per un importo superiore a Euro 5 milioni;
18. approva la partecipazione a procedure concorsuali indette dall'Acquirente Unico S.p.A. per la stipula di contratti di compravendita di energia elettrica e di contratti differenziali per un importo unitario superiore a Euro 120 milioni;
19. approva l'acquisto, la alienazione, la permuta ed il comodato di terreni e/o di immobili industriali nonché la locazione da terzi di beni immobili industriali di importo superiore a Euro 5 milioni;
20. approva la stipula di contratti di consulenza gestionale per un importo unitario superiore a Euro 500.000;
21. approva l'assunzione di determinazioni sulle transazioni di livello unitario superiore ad Euro 1 milione;
22. approva la stipula di contratti per consulenze e prestazioni professionali in favore della Società di importo unitario superiore ad Euro 1 milione;
23. definisce la struttura societaria del Gruppo verificandone l'adeguatezza;
24. esamina ed approva le operazioni che rivestono un significativo rilievo economico, patrimoniale e finanziario per la Società e per il Gruppo, ivi incluse quelle con parti correlate. In particolare a tale riguardo il Consiglio di Amministrazione delibera:
 - a. sull'emissione di obbligazioni;
 - b. sulla stipula di contratti di finanziamento per la Società a medio e lungo termine per un importo superiore a Euro 25 milioni;
 - c. sul rilascio di garanzie e l'erogazione di finanziamenti nell'interesse di società del Gruppo controllate o partecipate di importo superiore a Euro 25 milioni;
 - d. su accordi di carattere strategico;

- e. sulle convenzioni (con Ministeri, Enti Locali, ecc.) che comportino impegni superiori a Euro 10 milioni;
- f. 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 Euro 10 milioni;

25. formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei Soci e riferisce agli Azionisti in assemblea.

La seguente tabella indica le società di capitali o di persone in cui i membri del Consiglio di Amministrazione siano stati membri degli organi di amministrazione, direzione o vigilanza, ovvero soci negli ultimi cinque anni, con l'indicazione circa il loro *status* alla Data del Prospetto.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
Luigi Ferraris	Enel Capital S.r.l.*	Consigliere di amministrazione	In liquidazione
	Enel Energia S.p.A.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel Factor S.p.A.*	Presidente del Consiglio di amministrazione	In carica
	Enel Energy Europe S.r.l. (ora Enel Energy Europe S.L.)*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel Distribuzione S.p.A.*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Enel Investment Holding B.V.*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Enel Produzione S.p.A.*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Enel Servizi S.r.l.*	Presidente del Consiglio di Amministrazione con deleghe	In carica
	Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo del Gruppo Enel	Direttore	In essere
	Enel Rete Gas. S.p.A.	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Avisio Energia S.p.A	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	CISE S.r.l.	Amministratore Unico	Cessata
	Enel Trade S.p.A.*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Endesa S.A.*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Slovenskè Elektrárne A.S.*	Componente del Consiglio di Sorveglianza	In carica
	Deval S.p.A.*	Consigliere di amministrazione	Cessata
	Enel S.p.A.*	Socio	In essere
	Endesa S.A.*	Socio	In essere
	Francesco Starace	Enel.si S.r.l.	Presidente con poteri
Enel Union Fenosa Renovables S.A.		Vice Presidente	In carica
Enel Green Power International B.V.		Consigliere di amministrazione	In carica
Enel Latin America B.V.		Consigliere di amministrazione	In carica
Enel North America Inc.		Consigliere di amministrazione	In carica
3SUN S.r.l.		Consigliere di amministrazione	In carica
Divisione Energie Rinnovabili del Gruppo Enel		Direttore	In essere
Enel Latin America L.L.C.		Consigliere di amministrazione	In liquidazione
Enel Energia S.p.A.*		Presidente con poteri	Cessata
Enel Gas S.p.A.		Presidente con poteri	Cessata
Iridea S.r.l.		Presidente con poteri	Cessata
Enel Green Power Bulgaria EAD		Presidente	Cessata
Enel Green Power Romania S.r.l.		Presidente	Cessata
Enel Servizio Elettrico S.p.A.*		Presidente con poteri	Cessata
Hydroconstructional S.A.		Presidente	Cessata
International Wind Parks of Crete S.A.	Presidente	Cessata	
International Wind Parks of Thrace S.A.	Presidente	Cessata	

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
	International Windpower S.A.	Presidente	Cessata
	Wind Parks of Thrace S.A.	Presidente	Cessata
	Alpe Adria Energia S.p.A.	Amministratore Delegato	Cessata
	Easygas S.r.l.	Amministratore Unico	Cessata
	Enel Trade S.p.A.*	Consigliere di amministrazione	Cessata
	Enel Viesgo Energia S.L.	Consigliere di amministrazione	Cessata
	Enel Viesgo Servicios S.L.	Consigliere di amministrazione	Cessata
	International Wind Parks of Rhodes S.A.	Consigliere di amministrazione	Cessata
	Enel S.p.A.*	Socio	In essere
Carlo Angelici	Pirelli e C S.p.A.	Consigliere di amministrazione	In carica
	SACE BT S.p.A.	Consigliere di amministrazione	Cessata
	Stretto di Messina S.p.A.	Consigliere di amministrazione	Cessata
Andrea Brentan	Enel Capital S.r.l.*	Consigliere di amministrazione	In liquidazione
	Enel Energy Europe S.L.*	Presidente del Consiglio di amministrazione	In carica
	Endesa S.A.*	Amministratore Delegato	In carica
	Enel Investment Holding B.V.*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Divisione Iberia e America Latina del Gruppo Enel	Direttore	In essere
	Slovenske Elektrarne A.S.*	Membro del Consiglio di Sorveglianza	Cessata
	Endesa S.A.*	Socio	In essere
	Snam Rete Gas S.p.A.	Socio	Cessata
	Eni S.p.A.	Socio	Cessata
Giovanni Battista Lombardo	Unicredito Italiano	Socio	Cessata
	Enel S.p.A.	Socio	Cessata
	Mediobanca S.p.A.	Socio	Cessata
	Assicurazioni Generali S.p.A.	Socio	Cessata
	Eni S.p.A.	Socio	Cessata
	FIAT S.p.A.	Socio	Cessata
Carlo Tamburi	Enel Capital S.r.l.*	Consigliere di amministrazione	In liquidazione
	Enel Energy Europe S.L.*	Consigliere di amministrazione	Cessata
	Enel Investment Holding B.V.*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Enel OGK-5 OJSC*	Consigliere di amministrazione	In carica
	Slovenske elektrarne A.S.*	Vice Presidente del Consiglio di Sorveglianza	In carica
	Divisione Internazionale del Gruppo Enel	Direttore	In essere
	Enel Distribuzione S.p.A.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel Produzione S.p.A.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel Servizi S.r.l.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel.New Hydro S.r.l.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Dalmazia Trieste S.r.l.	Amministratore Delegato	Cessata
	Enelpower S.p.A.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel S.p.A.*	Socio	In essere
Luciana Tarozzi	Enel NewHydro S.r.l.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel Produzione S.p.A.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel Distribuzione S.p.A.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enelpower S.p.A.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel Sole S.r.l.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Sfera S.r.l.*	Consigliere di Amministrazione	Cessata
	Enel S.p.A.*	Socio	In essere
	Eni S.p.A.	Socio	In essere

* Società del Gruppo Enel.

Per quanto a conoscenza della Società, nessuno dei membri del Consiglio di Amministrazione ha, negli ultimi cinque anni, riportato condanne in relazione a reati di frode o bancarotta né è stato associato nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi a procedure di bancarotta, amministrazione controllata o liquidazione non volontaria né, infine, è stato soggetto a incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) o di interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di amministrazione, di direzione o di vigilanza dell'Emittente o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente.

14.1.2 Principali dirigenti

La seguente tabella riporta le informazioni concernenti i principali dirigenti dell'Emittente alla Data del Prospetto.

Nome e cognome	Funzione	Anzianità di servizio presso il Gruppo	Luogo e data di nascita
Alberto de Paoli	Responsabile Amministrazione Finanza e Controllo	2008	Pavia 01.10.1965
Richard Paul Ingmar Wilhelm	Responsabile Business Development	2003	Essen 16.12.1963
Maurizio Bezzeccheri	Responsabile Area Iberia e America Latina	1999	Pompei 02.07.1958
Roberto Deambrogio	Responsabile Area Italia e Europa	2005	Milano 30.05.1975
Toni Volpe	Responsabile Area Nord America	2004	Salerno 03.05.1972

Si riporta di seguito riportato un sintetico *curriculum vitae* dei principali dirigenti, dal quale emergono la competenza e l'esperienza maturate in materia di gestione aziendale.

Alberto de Paoli – Nato a Pavia nel 1965, è laureato in economia e commercio. Ha lavorato in Wind in area Amministrazione, Finanza e Controllo con ruoli di responsabilità. Da Aprile 2008 è in Enel. A gennaio 2009 è stato nominato Responsabile Amministrazione, finanza e controllo della Divisione Energie Rinnovabili.

Richard Paul Ingmar Wilhelm – Nato a Essen in Germania nel 1963, è laureato in ingegneria elettrica. Dal 2000 al 2002 è stato Managing Director presso Electra Italia S.p.A. Nel 2003 è entrato in Enel Produzione, dal 2007 è stato responsabile Marketing e Supply della Divisione Mercato. Attualmente è responsabile del Business Development di Enel Green Power.

Maurizio Bezzeccheri – Nato a Pompei nel 1958, è laureato in ingegneria chimica. In Enel Produzione dal 1999, dal 2006 è Direttore Generale di Enel Union Fenosa Renovables. Attualmente è responsabile dell'area Iberia e Latin America.

Roberto Deambrogio – Nato a Milano nel 1975, è laureato in economia e commercio. In Enel dal 2005 nella funzione Corporate Strategy, è stato dal 2006 responsabile Sviluppo Rinnovabili della Divisione Internazionale. A dicembre 2008 è stato nominato responsabile del Business development della Divisione Energie Rinnovabili, attualmente è responsabile dell'Area Italia e Europa.

Toni Volpe – Nato a Salerno nel 1972, è laureato in ingegneria gestionale. Ha lavorato in Francia alla Decathlon dal 1997 al 1998, come consulente alla Bain & Co. a Milano dal 1998 fino al 2004, anno nel quale è entrato in Enel. Prima di diventare Country Manager Nord America nel 2005, ha lavorato nella funzione Corporate Strategy, riportando direttamente all'A.D. dell'Enel. Dal 2005 è Country manager di Enel North America.

Nessuno dei principali dirigenti della Società ha rapporti di parentela con gli altri principali dirigenti indicati nella tabella che precede, con i membri del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente o con i componenti del Collegio Sindacale della Società.

La seguente tabella indica le società di capitali o di persone in cui i principali dirigenti siano stati membri degli organi di amministrazione, direzione o vigilanza, ovvero soci negli ultimi cinque anni, con l'indicazione circa lo *status* alla Data del Prospetto.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
Alberto de Paoli	Enel.si	Consigliere	In carica
	Enel Green Power & Sharp Solar Energy S.r.l.	Consigliere	In carica
	3SUN S.r.l.	Consigliere	In carica
	Enel Green Power España S.L.	Consigliere	In carica
	Enel Green Power International B.V.	Consigliere	In carica
	Enel Green Power Romania S.r.l.	Consigliere	In carica
	Enel Green Power Hellas S.A.	Consigliere	In carica
	Enel Union Fenosa Renovables, S.A.	Consigliere	In carica
	Enel Green Power France S.A.S.	Consigliere	In carica
	Enel Latin America B.V.	Consigliere	In carica
	Enel North America Inc.	Consigliere	In carica
	Enel Latin America Llc.	Consigliere	Cessata
	Tiscali UK	Consigliere	Cessata
	Tiscali Italia	Consigliere	Cessata
	Delta S.p.A.	Presidente Consiglio di Amministrazione	Cessata
Enel S.p.A.*	Socio	In essere	
Richard Paul Ingmar Wilhelm	Enel.si	Consigliere	In carica
	Enel Green Power & Sharp Solar Energy S.r.l.	Consigliere	In carica
	Taranto Solar S.r.l.	Presidente	In carica
	Consorzio Sviluppo Solare	Presidente	In carica
	Epia	Presidente	In carica
	Metansicula Vendita S.r.l.	Amministratore unico	Cessata
	Amiagas S.r.l.	Presidente	Cessata
	Enel France S.A.S.	Consigliere	Cessata
	Enel servizio elettrico S.p.A.*	Consigliere	Cessata
	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	Consigliere	Cessata
	Enel Energia	Consigliere	Cessata
	Powernext S.A.	Consigliere	Cessata
	EEX	Member of Exchange Council	Cessata
	Enel Green Power Romania S.R.L	Consigliere	In essere
	Enel Green Power Hellas S.A.	Consigliere	In essere
	Enel Green Power France S.A.S.	Consigliere	In essere
	Enel S.p.A.*	Socio	In essere
	E.On AG.	Socio	In essere
	RWE AG.	Socio	In essere
	Gazprom	Socio	In essere
Maurizio Bezzeccheri	Enel Union Fenosa Renovables, S.A.	Consigliere e Direttore Generale	In essere
	ENERLASA, S.A.	Consigliere	In essere
	Boiro Energía, S.A.	Consigliere	In essere
	Depuración, Destilación Reciclaje S.L.,	Consigliere	In essere
	Gallega de Cogeneración, S.A.	Consigliere	In essere
	Cogeneración del Noroeste, S.L.	Consigliere	In essere
	Energía Ambientales EASA, S.A.	Consigliere	In essere
	Tirmadrid, S.A.	Consigliere	In essere
	Parque Eólico Sierra del Merengue, S.L.	Consigliere	In essere
	Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.	Consigliere	In essere
	Energías Especiales Alcohólicas, S.A.	Consigliere	In essere

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
	Energías Especiales de Extremadura, S.L.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Energías Especiales Montes de Andalucía, S.L.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Energías Especiales de Noroeste, S.A.	Consigliere	In essere
	Eufer Renovables Ibéricas 2004, S.A.	Consigliere	In essere
	Parque Eólico de San Andrés, S.A.	Consigliere	In essere
	Barbao, S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Parque Eólico Belmonte, S.A.	Amministratore Delegato	In essere
	Energías Especiales Montes Castellanos, S.L.	Consigliere	In essere
	Parque Eólico de Padul, S.L.	Consigliere	In essere
	Energía Termosolar de los Monegros, S.L.		In essere
	Eólica el Molar, S.L.	Consigliere	In essere
	Energías Especiales Valencianas, S.L.	Consigliere	In essere
	Eólica Galaicoasturiana, S.A.	Consigliere	In essere
	Punta de Lens Eólica Marina, S.L.	Rappresentante dell'Amministratore Unico	In essere
	Punta de las Olas Eólica Marina, S.L.	Rappresentante dell'Amministratore Unico	In essere
	Enel Green Power Bulgaria EAD	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	Enel Green Power Hellas S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	International Wind Parks of Thrace S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	Wind Parks of Thrace S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	International Wind Parks Crete S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	International Windpower S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	Hydro Constructional S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	Grafkos Hydroelectric Station S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	International Wind Parks of Rhodes S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	International Wind Parks of Achaia S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	Enel Green Power Romania S.R.L.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	ENEL GREEN POWER France S.A.S.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	Cessata
	Enel Green Power International S.A.* (ora Enel Green Power Holding S.à r.l.)	Consigliere	Cessata
	Enel North America Inc.	Consigliere	Cessata
	Enel Latin America L.L.C.	Consigliere	Cessata
	Enel S.p.A.*	Socio	In essere
Roberto Deambrogio	Altomonte FV S.r.l.	Amministratore Unico	In essere
	Enel Green Power Calabria S.r.l.	Amministratore Unico	In essere
	Enel Green Power Portoscuso S.r.l.	Amministratore Unico	In essere
	Energia Eolica S.r.l.	Consigliere	In essere
	Taranto Solar S.r.l.	Consigliere	In essere
	Enel Latin America B.V.	Consigliere	In essere
	Enel North America Inc.	Consigliere	In essere
	Enel Green Power International B.V.	Consigliere	In essere
	Enel Green Power Holding S.à r.l.*	Consigliere	In essere
	Enel Green Power France S.A.S.	Consigliere	In essere
	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	Consigliere	In essere
	Enel Green Power Bulgaria EAD	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Enel Green Power Romania S.R.L.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	International Wind Parks of Thrace S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Wind Parks of Thrace S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	International Windpower S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Hydro Constructional S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	International Wind Parks Crete S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Glafkos Hydroelectric Station S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
Toni Volpe	International Wind Parks of Rhodes S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	International Wind Parks of Achaia S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	In essere
	Enel Viesgo Servicios S.L.	Consigliere	Cessata
	Electra de Viesgo Distribución S.L.	Consigliere	Cessata
	Enel Viesgo Energia S.L.	Consigliere	Cessata
	Enel Viesgo Generación S.L.	Consigliere	Cessata
	Enel France S.A.S.*	Consigliere	Cessata
	Enel North America Inc.	Consigliere	In essere
	Tradewind Energy L.L.C.	Consigliere	In essere
	Geronimo Wind Energy L.L.C.	Consigliere	In essere
	Tri Alpha Energy Inc	Consigliere	In essere
	NOVA-MBA Association	Consigliere	In essere
	Aquenergy Systems, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Asotin Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Aziscohos Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Beaver Falls Water Power Company	Consigliere e Dirigente	In essere
	Beaver Valley Holdings, Ltd.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Beaver Valley Power Company	Consigliere e Dirigente	In essere
	Boott Field, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Boott Hydropower, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Boott Sheldon Holdings, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Bypass Power Company	Consigliere e Dirigente	In essere
	Canastota Windpower L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Acquisitions II, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Acquisitions, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Black River, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Finance, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Highfalls, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Hydroelectric Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Minnesota Wind, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Mountain States Operations, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Operations, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Power Marketing, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Power, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Universal, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI West, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI Western Operations, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI-Dexter, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI-Idaho, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	CHI-Magic Valley, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Coneross Power Corporation	Consigliere e Dirigente	In essere
Consolidated Hydro Mountain States, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Consolidated Hydro New Hampshire, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Consolidated Hydro New York, inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Consolidated Hydro Southeast, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Consolidated Pumped Storage, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Crosby Drive Investments, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
EGP Geronimo Holding Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
EGP Padoma Holding Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Enel Alberta Wind, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Enel Geothermal L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Enel Green Power Canada, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere	
Enel Kansas L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere	

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
	Enel NevKan, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Enel North America, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Enel Salt Wells, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Enel Stillwater, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Enel TexKan, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Enel Washington DC, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Essex Company	Consigliere e Dirigente	In essere
	Fulcrum, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Gauley Hydro, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Gauley River Management Corporation	Consigliere e Dirigente	In essere
	Geronimo Wind Energy, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Highfalls Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Hydro Development Group, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Hydro Energies Corporation	Consigliere e Dirigente	In essere
	Hydro Finance Holding Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Hydrodev, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Kings River Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Kinneytown Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	LaChute Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Littleville Power Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Lower Saranac Corporation	Consigliere e Dirigente	In essere
	Mascoma Hydro Corporation	Consigliere e Dirigente	In essere
	Mill Shoals Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Minnewawa Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Motherlode Hydro, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	NeWind Group, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	North Canal Waterworks	Consigliere e Dirigente	In essere
	Northwest Hydro, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Notch Butte Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	O&M Cogeneration, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Olympe, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Ottauquechee Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Pelzer Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Sheldon Vermont Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Slate Creek Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Snyder Wind Farm, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Somersworth Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Summit Energy Storage, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Sweetwater Hydroelectric, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	TKO Power, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Twin Falls Hydro Company, Inc.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Twin Saranac Holdings, L.L.C.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Western New York Wind Corp.	Consigliere e Dirigente	In essere
	Willimantic Power Corporation	Consigliere e Dirigente	In essere
	Enel Surprise Valley, L.L.C.	Dirigente	In essere
	Enel Cove Fort II, L.L.C.	Dirigente	In essere
	Enel Cove Fort, L.L.C.		
	EGP Solar 1, L.L.C.	Dirigente	In essere
	Padoma Wind Power, L.L.C.	Dirigente	In essere
	Smoky Hills Wind Farm, L.L.C.	Dirigente	In essere
	Smoky Hills Wind Project II, L.L.C.	Dirigente	In essere
	TexKan Wind, L.L.C.	Dirigente	In essere
	Enel Smoky L.L.C.	Consigliere e Dirigente	Cessata

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
	The Great Dam Corporation	Consigliere e Dirigente	Cessata
	Gestion Cogeneration Inc.	Consigliere e Dirigente	Cessata
	Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Consigliere e Dirigente	Cessata
	NVIDIA	Socio	In essere
	Enel S.p.A.*	Socio	In essere
	Walmart	Socio	In essere
	Intel	Socio	In essere
	Morgan Stanley	Socio	In essere
	Discover Financial Services	Socio	In essere
	FirstMarblehead	Socio	In essere
	RWE	Socio	In essere
	Waters Corp	Socio	In essere
	Duke Energy	Socio	In essere
	Citigroup	Socio	In essere
	VmWare	Socio	In essere
	ETF Xinhua	Socio	In essere
	ETF Giappone	Socio	In essere
	ETF MSCI US Tech	Socio	In essere
	Varian	Socio	Cessata
	Eni	Socio	Cessata
	Basicnet	Socio	Cessata
	Prysmian	Socio	Cessata
	Tenaris	Socio	Cessata
	Abitibi	Socio	Cessata
	Serono	Socio	Cessata
	Safilo	Socio	Cessata
	JDS Uniphase	Socio	Cessata
	Toro Assicurazioni	Socio	Cessata
	Terna	Socio	Cessata
	Generali	Socio	Cessata
	Fastweb	Socio	Cessata
	Apple	Socio	Cessata
	Endesa Chile*	Socio	Cessata
	XM Satellite Radio	Socio	Cessata
	Calpine	Socio	Cessata
	Applera	Socio	Cessata
	Banca Italease	Socio	Cessata
	Abercrombie and Fitch	Socio	Cessata

* Società del Gruppo Enel.

Per quanto a conoscenza della Società, nessuno dei principali dirigenti ha, negli ultimi cinque anni, riportato condanne in relazione a reati di frode o bancarotta né è stato associato nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi a procedure di bancarotta, amministrazione controllata o liquidazione non volontaria né, infine, è stato soggetto a incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) o di interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di amministrazione, di direzione o di vigilanza dell'Emittente o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente.

14.1.3 Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale in carica è stato nominato in occasione della costituzione della Società, avvenuta con atto di scissione di Enel Produzione S.p.A. del 27 novembre 2008 efficace a far data dal 1° dicembre 2008, e rimarrà in carica fino alla data dell'assemblea ordinaria convocata per approvare il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2010.

Alla Data del Prospetto, il Collegio Sindacale è così composto:

Nome e cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Leonardo Perrone	<i>Presidente</i>	Bari, 7 marzo 1942
Giuseppe Ascoli	<i>Sindaco effettivo</i>	Roma, 15 luglio 1954
Giuseppe Mariani	<i>Sindaco effettivo</i>	Roma, 10 novembre 1949
Giulio Monti	<i>Sindaco supplente</i>	Como, 13 settembre 1959
Francesco Rocco	<i>Sindaco supplente</i>	Roma, 11 febbraio 1963

Viene di seguito riportato un sintetico *curriculum vitae* dei componenti il Collegio Sindacale, dal quale emergono la competenza e l'esperienza maturate in materia di gestione aziendale.

Leonardo Perrone – Nato a Bari il 7 marzo 1942. Laureato in Giurisprudenza presso l'Università di Roma "La Sapienza" è avvocato cassazionista specializzato in materia tributaria e societaria. Professore Ordinario di "Diritto Tributario" presso la Facoltà di Economia dell'Università di Roma "La Sapienza" e relatore in numerosi convegni nazionali ed internazionali in Italia ed 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, svolge dal 1968 attività professionale di avvocato e consulente particolarmente in materia tributaria, civilistica e societaria, assistendo, in sede giudiziale (ivi compresa la Corte Costituzionale) ed extragiudiziale, numerosi ed importanti clienti nazionali ed esteri.

Giuseppe Ascoli – Nato a Roma il 15 luglio 1954. Dottore Commercialista e revisore contabile. Socio dello Studio Legale – Tributario "Adonnino Ascoli & Cavasola Scamoni", associazione interprofessionale facente parte dell'alleanza internazionale CMS. Professore a contratto (Corso di "Corporate Governance") presso l'Università di Cassino – Facoltà di Economia. 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 ed 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 ed internazionali quali: Gruppo Enel, Gruppo Ford, Gruppo PPG, Gruppo Corriere dello Sport, 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. Ha partecipato quale relatore a numerosi convegni nazionali ed internazionali.

Giuseppe Mariani – Nato in Roma il 10 novembre 1949. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università La Sapienza di Roma, è dottore Commercialista iscritto all'Albo di Roma dal 1974. È socio dello studio "Mariani&Associati Commercialisti". Ha esercitato la carica di membro del Consiglio dell'Ordine dei Dottori Commercialisti di Roma, Rieti, Civitavecchia e Velletri nel periodo 1984/1990. È

iscritto all'Albo dei consulenti tecnici del giudice e nell'elenco speciale presso la II^a Sezione Speciale del Tribunale di Roma. Già revisore ufficiale dei conti dal 1984, è iscritto nel Registro dei Revisori Contabili. Nel quadro dell'attività professionale svolta, vanno in particolare segnalate le seguenti attività specialistiche: consulenza societaria e contrattuale; consulenza tributaria e assistenza nel contenzioso tributario; valutazioni di aziende e di rami aziendali; assistenza nelle ristrutturazioni di gruppi (profili strategici, giuridico-commerciali, organizzativi, aziendalistici, fiscali); assistenza in fusioni, scissioni, scorpori, conferimenti e cessioni aziendali; assistenza nella formazione di aggregazioni di scopo (società, A.T.I., società consortili, consorzi, *joint venture*); assistenza nei procedimenti giudiziari in qualità di consulente tecnico di parte. Ricopre la carica di Presidente del Collegio Sindacale e Sindaco Effettivo di società industriali e finanziarie.

Francesco Rocco – Nato a Roma l'11 febbraio 1963. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università LUISS Guido Carli di Roma, è dottore Commercialista iscritto all'Albo di Roma dal 1987. Ha ricoperto il ruolo di assistente alla cattedra di "Ragioneria" presso l'Università LUISS Guido Carli di Roma, presso la quale svolge attualmente incarichi di docente a contratto di Economia Aziendale. È iscritto all'Albo dei Consulenti del Giudice presso il Tribunale Civile di Roma nonché nell'Albo dei Consulenti Tecnici del Giudice presso il Tribunale Penale di Roma, per i quali svolge incarichi in tema di perizie di stima e valutazione. È iscritto nel Registro dei Revisori Contabili e nel quadro dell'attività professionale svolta, si segnalano attività di consulenza amministrativa, societaria e contrattuale, consulenza tributaria di diritto italiano e comparato estero e assistenza nel contenzioso tributario, attività di valutazione di aziende, assistenza nelle ristrutturazioni di gruppi, attività di arbitro nei procedimenti instaurati ai sensi dell'art. 806 c.p.c., consulenza aziendale in materia di modello di organizzazione e gestione ex D.Lgs. 231/01, ricoprendo incarichi di componente dell'Organismo di Vigilanza. Ricopre o ha ricoperto la carica di Presidente del Collegio Sindacale e Sindaco Effettivo di numero se società industriali e finanziarie di rilevante dimensione.

Giulio Monti – Nato a Como il 13 settembre 1959. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università Cattolica di Milano è iscritto all'albo dei Dottori Commercialisti ed Esperti Contabili dal 1984 ed al registro dei Revisori Contabili. Dottore Commercialista in Milano dal 1985, svolge prevalentemente attività di consulenza ed assistenza ad imprese in materia societaria e fiscale, con particolare riguardo a tutti gli adempimenti connessi alla redazione dei bilanci, alla liquidazione di aziende e ad operazioni societarie di natura straordinaria (fusioni, trasformazioni, scissioni). Ricopre attualmente la carica di sindaco effettivo, di presidente del collegio sindacale e di revisore in svariate società italiane, alcune delle quali facenti parte di gruppi internazionali, nonché di revisore di un consorzio ente di diritto pubblico.

Nessuno dei membri del Collegio Sindacale ha rapporti di parentela con gli altri membri del Collegio Sindacale dell'Emittente, con i componenti del Consiglio di Amministrazione o con i principali dirigenti della Società.

La seguente tabella indica tutte le società di capitali o di persone in cui i membri del Collegio Sindacale siano stati membri degli organi di amministrazione, direzione o vigilanza, ovvero soci negli ultimi cinque anni, con l'indicazione circa lo *status* della carica o partecipazione alla Data del Prospetto.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
Leonardo Perrone	Acer Sede S.p.A.	Presidente del Collegio sindacale	<i>In carica</i>
	Cassa Edile di Mutualità ed Assistenza di Roma e Provincia – sede di Roma	Membro del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	CTP – Comitato Paritetico Territoriale per la prevenzione infortuni, igiene e l'ambiente di lavoro di Roma e Provincia – Sede di Roma	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Gestedil S.r.l. – Sede di Roma	Consigliere di amministrazione	<i>In carica</i>
	Enel Produzione S.p.A.*	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Enel.factor S.p.A.*	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Enel Energia S.p.A.*	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Nuove Energie S.r.l.*	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Calipso S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>
	Immobiliare die Presidi S.r.l.	Socio	<i>Cessato</i>
Giuseppe Ascoli	Allergan S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Amo Italy S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Ampaspace S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Baxter S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	Baxter Manufacturing S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	Bieffe Medital S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>
	BNL Positivity S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>
	BMG Castel Romano S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>
	Conti Editore S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Corriere dello Sport S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Dimensione S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	Enel Energia S.p.A.*	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Enel Logistica Combustibili S.r.l.*	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	Enel.factor S.p.A.*	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Enel Produzione S.p.A.*	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Euler Hermes Siac S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Euler Hermes Siac Services S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	FCE S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>
	Fideuram Fiduciaria S.p.A.	Membro organismo di vigilanza	<i>In carica</i>
	Figeroa SIM S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>
	Finamo S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Ford Italia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Indipendenza S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Interpack S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Linde Impianti S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Mazda Motor Italia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Mediastampa S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Nes Nuova Editoriale Sportiva S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Nuove Energie S.r.l.*	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Poligrafici Il Borgo S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Polipress S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Rentokil Initial Italia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>
	Sac Serenità a casa S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	Società Italiana Monitoraggio S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
Spaget S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>	
Sporting Vacanze S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>	

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
Giuseppe Mariani	Sport Network S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Stec – società tipografica editrice capitolia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Sveviafin S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>Cessata</i>
	Italstrade IS S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Enel.factor S.p.A.*	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Telecom Italia San Marino S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	MT – Manifatture e Tabacchi S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Safab – Società Appalti e Forniture per acquedotti e Bonifiche S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Coedam S.c.a.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In liquidazione</i>
	SAIAT Società Attività Intermedie Ausiliarie Telecomunicazioni Per azioni	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	Cinque Cerchi S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Wisco – Water & Industrial Services Company S.p.A.*	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Bonafous S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Pentagramma Romagna S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Svei S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	<i>In carica</i>
	Giulio Monti	Adria Link S.r.l.	Sindaco effettivo
Pigozzi & C.		Presidente del Collegio sindacale	<i>In carica</i>
Pielco S.r.l. Pigozzi Edili Costruzioni		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Plastic Project European S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Georg Fisher TPA S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Gerg Fisher PFCI S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Sies Servizio Importazione Esportazione Stampa S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
G.D.O. Press S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Agenzia Lombarda Distribuzione Giornali e Riviste S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
G.S.E. Gestione Servizi Editoriali S.r.l.		Presidente del Collegio sindacale	<i>In carica</i>
Sardaplastic S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Agenzia Romana Distribuzione Giornali e Riviste S.r.l.		Presidente del collegio sindacale	<i>In carica</i>
SO.DI.P Service S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
I.B.S. Investimenti Basa S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Energia Sud S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>Cessato</i>
SE.P.IN S.r.l.		Sindaco effettivo	<i>Cessato</i>
Enel Energia S.p.A.*		Sindaco effettivo	<i>Cessato</i>
Easygas S.r.l.*		Sindaco effettivo	<i>Cessato</i>
Metansicula S.p.A.*		Sindaco effettivo	<i>Cessato</i>
Enel Servizio Elettrico S.p.A.*		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Enel Green Power Puglia S.r.l. (già Italgest Wind S.r.l.)		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Enel Green Power TSS S.r.l. (già Anemos 1 S.r.l.)		Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
Cordusio Metalli S.p.A.		Revisore contabile	<i>In carica</i>
Esaco Data S.r.l.	Socio	<i>In essere</i>	
Francesco Rocco	COFERGEMI S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	Enel Produzione S.p.A.*	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	N.P.F. S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	ITALSTRADE IS S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	SARTORI SUD S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	ENEL STOCCAGGI S.r.l.*	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	P.F.P. S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	ARGI S.c.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	COMERI S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	ROMAIRPORT S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	CARTALIS S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	P.D.M. S.c.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	Status alla Data del Prospetto
	PANTANO S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	QUATTROVENTI S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	AGRICOLA RONCIGLIANO S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	SEIFRA S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	BIC UMBRIA S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	FERFINA S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	FINAST S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	SOFIM S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	SVIM S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	CIDONIO S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	VESUVIO S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	DIRPA S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	MONDOAUTO S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	AUTOAMA SALARIO S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	AUTO&CO S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	ING. CLAUDIO SALINI S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	RCCF S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	EXPO BORGOGNA PARKING S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	ENEL GREEN POWER CALABRIA S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>In carica</i>
	ENEL CAPITAL S.r.l.*	Liquidatore	<i>In liquidazione</i>
	CONDOTTE D'ACQUA S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.*	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	IMM. QUADRIFOGLIO S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	MONTAST S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	PALESE PARK S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	ARRIGONI BATTISTA S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	ELECTROTERRI S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	SUSA DORA QUATTRO S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	QUADRIFOGLIO VERONA S.r.l.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	SOLFIN S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	CABIM S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	ANTEMURALE DUE CIVITAVECCHIA S.c.r.l.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	ITALSTRADE S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	SVILUPPO ITALIA AREE PRODUTTIVE S.p.A.	Sindaco effettivo	<i>Cessata</i>
	Intesa Sanpaolo S.p.A.	Socio	<i>In essere</i>

* Società del gruppo Enel S.p.A.

Per quanto a conoscenza della Società, nessuno dei membri del collegio sindacale ha, negli ultimi cinque anni, riportato condanne in relazione a reati di frode o bancarotta né è stato associato nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi a procedure di bancarotta, amministrazione controllata o liquidazione non volontaria né, infine, è stato soggetto a incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) o di interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di amministrazione, di direzione o di vigilanza dell'Emittente o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente

14.2 Conflitti di interessi dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei componenti del Collegio Sindacale e dei principali dirigenti

Alla Data del Prospetto, nessun membro del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, né alcuno dei principali dirigenti del Gruppo, è portatore di interessi privati in conflitto con i propri obblighi derivanti dalla carica o qualifica ricoperta all'interno dell'Emittente.

Alla Data del Prospetto, i soggetti indicati nella tabella di cui alla Sezione Prima, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1, del Prospetto Informativo non hanno concordato restrizioni alla cessione delle azioni dell'Emittente da essi eventualmente detenute in portafoglio.

CAPITOLO XV – REMUNERAZIONI E BENEFICI

15.1 Remunerazioni e benefici a favore dei componenti del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale e dei principali dirigenti per i servizi resi in qualsiasi veste

La seguente tabella riporta i compensi corrisposti a qualsiasi titolo e sotto qualsiasi forma nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 dalla Società e dalle società da essa direttamente o indirettamente controllate ai componenti del Consiglio di Amministrazione:

<i>CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE</i>		
Nome e Cognome	Carica	Compenso (euro)
Luigi Ferraris	Presidente	40.000 (**)
Francesco Starace	Amministratore Delegato	70.000 (*)
Carlo Angelici	Amministratore	(****)
Andrea Brentan	Amministratore	40.000 (***)
Massimo Cioffi	Amministratore	40.000 (*****)
Giovanni Battista Lombardo	Amministratore	(****)
Claudio Machetti	Amministratore	40.000 (*****)
Giovanni Mancini	Amministratore	40.000 (*****)
Carlo Tamburi	Amministratore	40.000 (***)
Luciana Tarozzi	Amministratore	(****)

(*) La retribuzione annua relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 si compone di Euro 40.000 in qualità di Amministratore Delegato di Enel Green Power e di Euro 30.000, in qualità di consigliere di Enel.si S.r.l., cui l'interessato ha rinunciato. Alla Data del Prospetto, il Consiglio di Amministrazione nominato dall'assemblea ordinaria del 5 ottobre 2010 non ha ancora determinato la remunerazione spettante all'interessato nella qualità di Amministratore Delegato e Direttore Generale.

(**) Ha rinunciato al proprio compenso. L'assemblea ordinaria del 5 ottobre 2010 ne ha fissato il compenso annuo in misura pari a Euro 70.000.

(***) Ha rinunciato al proprio compenso. L'assemblea ordinaria del 5 ottobre 2010 ne ha fissato il compenso annuo in misura pari a Euro 50.000.

(****) Amministratore nominato per la prima volta con delibera dell'Assemblea ordinaria del 5 ottobre 2010, che ne ha fissato un compenso annuo pari a Euro 50.000.

(*****) Amministratore cessato in data 5 ottobre 2010.

La seguente tabella riporta i compensi corrisposti a qualsiasi titolo e sotto qualsiasi forma nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 dalla Società e dalle società da essa direttamente o indirettamente controllate ai componenti del Collegio Sindacale:

<i>COLLEGIO SINDACALE</i>		
Nome e Cognome	Carica	Compenso (euro)
Leonardo Perrone	Presidente	40.000
Giuseppe Ascoli	Sindaco effettivo	30.000
Giuseppe Mariani	Sindaco effettivo	30.000
Giulio Monti	Sindaco supplente	-
Francesco Rocco	Sindaco supplente	-

<i>Principali Dirigenti</i>	
Retribuzione annua lorda (milioni di Euro)	Incentivazione annua variabile lorda (MBO) ⁽¹⁾ (milioni di Euro)
1,060	0,375

(1) L'incentivazione annua variabile lorda (MBO) è soggetta a determinate condizioni di *performance* legate, tra l'altro, a obiettivi di natura economico-finanziaria del Gruppo Enel, coerenti con gli obiettivi strategici e di *budget* di Gruppo, a obiettivi tecnici e/o di progetto nonché a valutazioni di natura qualitativa sull'attività svolta dai destinatari nel periodo di riferimento.

Alla Data del Prospetto, tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione, ad eccezione dei consiglieri Carlo Angelici, Giovanni Battista Lombardo e Luciana Tarozzi, e i principali dirigenti dell'Emittente sono beneficiari di piani di incentivazione adottati da Enel. A seguito dell'ammissione a quotazione delle Azioni della Società e a partire dall'esercizio 2011, i piani di incentivazione che saranno adottati dalla Società saranno definiti in funzione di parametri di *performance* relativi al Gruppo Enel Green Power.

15.2 Benefici previdenziali

L'ammontare delle passività iscritte in bilancio a livello consolidato per il TFR e per altre obbligazioni relative ai dipendenti sono pari a Euro 47 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 e pari a Euro 46 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009. In particolare, l'ammontare accantonato per la corresponsione del TFR ai principali dirigenti del Gruppo era pari, al 30 giugno 2010, a Euro 121.400, e al 31 dicembre 2009, a Euro 119.800.

CAPITOLO XVI – PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

16.1 Durata della carica dei componenti del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale

Il Consiglio di Amministrazione in carica, nominato dall'assemblea ordinaria del 5 ottobre 2010, rimarrà in carica fino all'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012.

Il Collegio Sindacale in carica, nominato con atto costitutivo del 27 novembre 2008, rimarrà in carica fino all'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010.

16.2 Contratti di lavoro stipulati dai componenti del Consiglio di Amministrazione e dai componenti del Collegio Sindacale con l'Emittente che prevedono una indennità di fine rapporto

Alla Data del Prospetto non esistono contratti con l'Emittente e/o con le società del Gruppo che prevedano il pagamento di somme – né a titolo di indennità di fine rapporto, né ad altro titolo – ai membri del Consiglio di Amministrazione per il caso di cessazione del rapporto da questi intrattenuto con la Società.

In conformità con il disposto dell'art. 2399 del codice civile, nessun membro del Collegio Sindacale è parte di contratti con l'Emittente e/o con le società del Gruppo che prevedono il pagamento di somme – a qualsiasi titolo – in caso di cessazione del rapporto, né è legato alla Società e/o alle società controllate da altri rapporti di natura patrimoniale.

16.3 Informazioni sul Comitato per il Controllo Interno e sul Comitato per le Remunerazioni

Conformemente alle raccomandazioni in tema di *corporate governance* dettate dal Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione della Società dell'11 giugno 2010 ha, tra l'altro, deliberato:

- l'istituzione, ai sensi dell'art. 7 del Codice di Autodisciplina, del comitato per le remunerazioni (il “**Comitato per le Remunerazioni**”) e l'approvazione del regolamento per il funzionamento di detto comitato;
- l'istituzione, ai sensi dell'art. 8 del Codice di Autodisciplina, del comitato per il controllo interno (il “**Comitato per il Controllo Interno**”) e l'approvazione del regolamento per il funzionamento di detto comitato.

Tali comitati sono composti da almeno tre amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza ai sensi del Codice di Autodisciplina, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un coordinatore e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei comitati stessi. In data 5 ottobre 2010, il consiglio di amministrazione ha nominato quali membri del Comitato per le Remunerazioni e del Comitato per il Controllo Interno gli amministratori indipendenti Carlo Angelici, Giovanni Battista Lombardo e Luciana Tarozzi.

Nello svolgimento delle proprie funzioni, i comitati in questione hanno facoltà di accesso alle informazioni ed 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.

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 possono partecipare i componenti l'altro comitato, nonché altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero soggetti la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle funzioni del comitato stesso, appositamente invitati dal relativo coordinatore.

Alle riunioni del comitato per il controllo interno prendono inoltre parte il presidente del Collegio Sindacale ovvero altro Sindaco da lui designato (in considerazione delle specifiche funzioni di vigilanza sul sistema di controllo interno demandate al collegio stesso dalla vigente legislazione in materia di società quotate); alle riunioni medesime può altresì partecipare il preposto al controllo interno.

Si riporta di seguito una sintetica descrizione dei compiti e del funzionamento interno di tali Comitati.

Comitato per le remunerazioni

La remunerazione degli amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche è stabilita in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare persone dotate delle qualità professionali richieste per gestire con successo l'Emittente.

In tale ambito, spetta al comitato per le remunerazioni adoperarsi affinché una parte significativa della remunerazione degli amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche sia legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo, nonché al raggiungimento di obiettivi specifici preventivamente indicati dal Consiglio di Amministrazione ovvero, nel caso dei dirigenti di cui sopra, dall'Amministratore Delegato; ciò al fine di allineare gli interessi di tali soggetti con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

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.

In particolare, al comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva:

- presentare al Consiglio di Amministrazione proposte per la remunerazione dell'amministratore delegato e degli altri amministratori che ricoprono particolari cariche, monitorando l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso. Si segnala a tale riguardo che, in base al Criterio Applicativo 7.C.4 del Codice di Autodisciplina, risulta preclusa agli amministratori in questione la possibilità di prendere parte alle riunioni del comitato in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione in merito ai relativi compensi;
- valutare periodicamente i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche, vigilare sulla loro applicazione sulla base delle informazioni fornite dall'amministratore delegato e formulare al Consiglio di Amministrazione raccomandazioni generali in materia.

Nell'ambito delle proprie competenze, il Comitato elabora, sottopone al Consiglio di Amministrazione e monitora l'applicazione di sistemi di incentivazione (ivi inclusi i piani di azionariato) rivolti alla dirigenza, intesi quali strumenti finalizzati ad attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone il senso di appartenenza ed assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il Controllo Interno ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione, con funzioni istruttorie, nelle valutazioni e decisioni relative al sistema di controllo interno, alla approvazione dei bilanci e della relazione finanziaria semestrale ed ai rapporti tra la Società ed il revisore esterno.

In particolare, al Comitato per il Controllo Interno sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva:

- assistere il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati in materia di controllo interno dal Codice di Autodisciplina;
- valutare, unitamente al dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ed ai revisori, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- esprimere pareri, su richiesta dell'amministratore esecutivo all'uopo incaricato, su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- esaminare il piano di lavoro preparato dal preposto al controllo interno, nonché le relazioni periodiche da costui predisposte;
- valutare i risultati esposti nella relazione della società di revisione e nella eventuale lettera di suggerimenti;
- svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento ai presidi volti a garantire la trasparenza e la correttezza delle operazioni con parti correlate;
- 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.

16.4 Recepimento delle norme in materia di governo societario

Lo statuto della Società è conforme alle disposizioni del Testo Unico e alle disposizioni regolamentari applicabili.

La Società ha sostanzialmente conformato il proprio sistema di governo societario alle disposizioni previste dal Codice di Autodisciplina.

In particolare, con riferimento al confronto tra il sistema di governo societario della Società e le raccomandazioni previste dal Codice di Autodisciplina, la Società ha:

- istituito, ai sensi dell'art. 8 del Codice di Autodisciplina, il comitato per il controllo interno, approvando il relativo regolamento di funzionamento;
- istituito, ai sensi dell'art. 7 del Codice di Autodisciplina, il comitato per le remunerazioni, approvando il relativo regolamento di funzionamento;

- nominato, ai sensi dell'art. 8.C.5. del Codice di Autodisciplina, Francesco Starace quale amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, con effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA;
- nominato, ai sensi dell'art. 8.C.6. del Codice di Autodisciplina, Silvia Fiori, in qualità di Responsabile della Funzione *Audit* della Società, quale preposto al controllo interno, con effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA;
- adottato, ai sensi dell'art. 9 del Codice di Autodisciplina, le linee guida per regolare le operazioni con le parti correlate, con effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA;
- adottato, ai sensi dell'art. 11.C.5. del Codice di Autodisciplina, un regolamento per l'ordinato e funzionale svolgimento delle riunioni assembleari, con effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA;
- adottato, ai sensi dell'art. 4 del Codice di Autodisciplina, un regolamento in materia di trattamento delle informazioni societarie, con effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA;
- approvato, ai sensi dell'art. 1.C.3 del Codice di Autodisciplina, la *policy* in merito al numero massimo di incarichi che gli amministratori possono ricoprire in altre società di rilevanti dimensioni, con effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA.

Per quanto attiene alla composizione del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, in data 5 ottobre 2010 l'assemblea ordinaria di Enel Green Power ha nominato un nuovo consiglio, che resterà in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2012, composto di sette membri, dei quali tre in possesso dei requisiti di indipendenza di cui tanto agli artt. 147-ter e 148, comma 3, del Testo Unico, quanto all'art. 3 del Codice di Autodisciplina.

Al riguardo, la Società ed Enel, ciascuno per quanto di propria competenza, hanno assunto l'impegno a far sì che il Consiglio di Amministrazione della Società sia integrato con tre ulteriori amministratori indipendenti designati dalle minoranze azionarie in occasione della prima assemblea ordinaria che si terrà dopo la quotazione. In particolare: (i) Enel Green Power si è impegnata a far sì che in occasione della prima assemblea ordinaria della Società che sarà convocata dopo la quotazione venga messa all'ordine del giorno l'integrazione del Consiglio di Amministrazione mediante la nomina di tre ulteriori amministratori indipendenti, destinati a scadere con quelli in carica all'atto della loro nomina; (ii) Enel si è a sua volta impegnata, su tale punto all'ordine del giorno, ad astenersi dal formulare proprie candidature e ad esprimere il proprio voto a favore di – o comunque a far sì che siano eletti – candidati indipendenti designati dalle minoranze azionarie. Successivamente allo svolgimento della suddetta assemblea, è previsto che gli amministratori indipendenti designati dalle minoranze azionarie possano entrare a fare parte del Comitato per il Controllo Interno e/o del Comitato per le Remunerazioni.

Il Consiglio di Amministrazione, con delibera in data 11 giugno 2010 ha altresì approvato l'informativa in materia di *internal dealing*, volta a precisare gli obblighi informativi nei confronti della Consob e del pubblico connessi al compimento da parte dei "soggetti rilevanti" di operazioni aventi ad oggetto strumenti finanziari emessi dalla Società o da sue controllate. In linea con i più elevati *standard* di *governance*, è previsto l'obbligo di astensione per i "soggetti rilevanti" individuati ai sensi dell'art. 114, comma 7 del Testo Unico (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.

In conformità a quanto richiesto dall'art. 115-*bis* del Testo Unico, il Consiglio di Amministrazione, con delibera dell'11 giugno 2010 ha istituito, con effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA, il registro delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte, hanno accesso ad informazioni privilegiate e ha adottato una procedura che disciplina, tra l'altro, i criteri di individuazione e iscrizione dei soggetti nel registro, le regole di tenuta e aggiornamento del medesimo nonché gli obblighi informativi nei confronti dei soggetti iscritti.

Inoltre, ai sensi dell'art. 154-*bis* del Testo Unico, sempre con effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA, la Società ha nominato il Dott. Alberto de Paoli, in qualità di Responsabile della Funzione Amministrazione Finanza e Controllo della Società, quale dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

Modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del D.Lgs. 231/2001

Il sistema per il controllo interno è stato implementato anche attraverso l'adozione di un modello di organizzazione, gestione e controllo approvato attraverso il recepimento da parte del Consiglio di Amministrazione, in data 1° dicembre 2008, del modello predisposto da Enel.

L'Organismo di Vigilanza, è stato nominato, nel rispetto delle caratteristiche di autonomia, indipendenza, professionalità e continuità di azione previste dal Modello 231, dal Consiglio di Amministrazione del 1° dicembre 2008.

Inoltre, la Società, in data 1° dicembre 2008, ha adottato, recependoli da Enel:

- il "Codice Etico" che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali assunti dai collaboratori del Gruppo, siano essi amministratori o dipendenti;
- il "Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione", che, oltre a ribadire la necessità di rispettare i principi di onestà, trasparenza e correttezza nello svolgimento delle attività lavorative, formula anche precise misure anti-corruzione da adottare nei rapporti di lavoro con i diversi interlocutori del Gruppo.

Entrambi i documenti sono richiamati tra gli strumenti diretti a programmare la formazione e l'attuazione delle decisioni aziendali e ad effettuare i controlli sull'attività di impresa.

CAPITOLO XVII – DIPENDENTI

17.1 Numero dipendenti

Al 30 giugno 2010, il Gruppo impiegava complessivamente n. 2.907 dipendenti, dei quali 1.762 in Italia e 1.145 all'estero.

Al 31 dicembre 2009, il Gruppo impiegava complessivamente n. 2.825 dipendenti, dei quali 1.756 in Italia e 1.069 all'estero*.

Al 31 dicembre 2008, il Gruppo impiegava complessivamente n. 2.403 dipendenti, dei quali 1.608 in Italia e 795 all'estero.

La seguente tabella riporta la ripartizione dei dipendenti impiegati dal Gruppo in Italia al 30 giugno 2010, al 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per ruolo aziendale.

Ruolo aziendale	30 giugno 2010	31 dicembre 2009	31 dicembre 2008
Dirigenti	46	47	17
Quadri	236	226	140
Impiegati	825	813	752
Operai	655	670	699
Totale	1.762	1.756	1.608

La seguente tabella riporta la ripartizione dei dipendenti impiegati dal Gruppo all'estero al 30 giugno 2010, al 31 dicembre 2009 e 2008, ripartiti per ruolo aziendale.

Ruolo aziendale	30 giugno 2010	31 dicembre 2009*	31 dicembre 2008
Dirigenti	21,5	20	16
Quadri	238	159	77
Impiegati	471,5	463	315
Operai	413,5	427	387
Totale	1.145	1.069	795

* I dati al 30 giugno 2010, 31 dicembre 2009 e 2008 includono i dipendenti di Eufer al 50%, in ragione del consolidamento proporzionale della medesima. Inoltre, i dati al 30 giugno 2010 e 31 dicembre 2009 (*pro-forma*) includono i dipendenti di Ecyr (oggi Enel Green Power España) e di Erelis – non compresi in quelli al 31 dicembre 2008.

17.2 Partecipazioni azionarie e piani di *stock option*

Alla Data del Prospetto, la Società non ha adottato alcun piano di incentivazione legato a *stock option*.

Nessun membro del Consiglio di Amministrazione o del Collegio Sindacale o dirigente dell'Emittente possiede azioni ordinarie della Società.

17.3 Descrizione di eventuali accordi di partecipazione dei dipendenti al capitale dell'Emittente

Alla Data del Prospetto, non vi sono accordi di partecipazione dei dipendenti al capitale dell'Emittente.

CAPITOLO XVIII – PRINCIPALI AZIONISTI

18.1 Principali azionisti

Alla Data del Prospetto, l'unico socio che, secondo le risultanze del libro soci e le altre informazioni disponibili all'Emittente possiede un numero di azioni ordinarie della Società rappresentanti una partecipazione superiore al 2% del capitale è Enel S.p.A., unico azionista della Società.

AZIONISTA	NUMERO DI AZIONI ORDINARIE	% CAPITALE SOCIALE
Enel S.p.A.	5.000.000.000	100

18.2 Diritti di voto diversi in capo ai principali azionisti

Alla Data del Prospetto, l'Emittente ha emesso esclusivamente azioni ordinarie e non sono state emesse azioni portatrici di diritti di voto o di altra natura diverse dalle azioni ordinarie.

18.3 Indicazione dell'eventuale soggetto controllante ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico

Alla Data del Prospetto, l'Emittente è controllato di diritto, ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico dall'azionista unico Enel S.p.A.

In caso di integrale collocamento delle Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita, la compagine sociale di Enel Green Power risulterà, non tenendo conto dell'Opzione *Greenshoe*, così composta:

AZIONISTI	NUMERO DI AZIONI ALLA DATA	% CAPITALE	SITUAZIONE POST OFFERTA	% CAPITALE
	DEL PROSPETTO	SOCIALE	GLOBALE DI VENDITA	SOCIALE
Enel S.p.A.	5.000.000.000	100	3.585.000.000	71,7
Mercato	-	-	1.415.000.000	28,3
Totale	5.000.000.000	100	5.000.000.000	100

Assumendo l'integrale esercizio dell'Opzione *Greenshoe*, la compagine sociale di Enel Green Power risulterà così composta:

AZIONISTI	NUMERO DI AZIONI ALLA DATA	% CAPITALE	SITUAZIONE POST OFFERTA	% CAPITALE
	DEL PROSPETTO	SOCIALE	GLOBALE DI VENDITA	SOCIALE
Enel S.p.A.	5.000.000.000	100	3.375.000.000	67,5
Mercato	-	-	1.625.000.000	32,5
Totale	5.000.000.000	100	5.000.000.000	100

Anche ad esito dell'Offerta Globale di Vendita, l'Emittente continuerà ad essere controllato di diritto ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico, da Enel S.p.A. (Cfr: Sezione Prima, Capitolo VII, Paragrafo 7.1 del Prospetto).

Le azioni Enel Green Power che saranno assegnate gratuitamente quale incentivo nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Italia e in Spagna, nei termini e con le modalità indicate nella Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafi 5.2.3 d) e 5.5.5, saranno messe a disposizione dall'Azionista Venditore.

18.4 Accordi che possono determinare una variazione dell'assetto di controllo dell'Emittente

Alla Data del Prospetto non sussistono accordi che possano determinare una variazione dell'assetto di controllo dell'Emittente.

CAPITOLO XIX – OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

I rapporti intrattenuti dall'Emittente con le società del Gruppo (di seguito i “Rapporti Infragruppo”) e dal Gruppo con le parti correlate, individuate sulla base dei principi contabili stabiliti dallo IAS 24 – *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate* sono prevalentemente di natura commerciale e finanziaria.

Tali rapporti consentono l'acquisizione di vantaggi originati dall'uso di servizi e competenze comuni, dall'esercizio di sinergie di Gruppo e dall'applicazione di politiche unitarie nel campo finanziario. In particolare, nel corso dei semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e degli esercizi 2009 e 2008 i rapporti hanno riguardato alcune specifiche attività, tra cui:

- gestione della tesoreria, del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse, erogazione di finanziamenti e rilascio di garanzie;
- compravendita di energia, Certificati verdi e Certificati bianchi (TEE);
- erogazione di prestazioni professionali e di servizi;
- gestione di servizi comuni.

Ai rapporti sopra descritti occorre aggiungere l'esercizio dell'opzione per il consolidato fiscale nazionale esercitata dall'Emittente e Enel.si con la controllante Enel.

Le informazioni finanziarie relative al 2008 espone di seguito, sono state estratte dal bilancio aggregato al 31 dicembre 2008 predisposto dall'Emittente in via volontaria per rappresentare la situazione patrimoniale, economica e finanziaria delle società del Gruppo facente capo all'Emittente, come se lo stesso avesse operato dal 1° gennaio 2008 come un gruppo. Occorre tuttavia evidenziare che qualora le società e le attività che sono state oggetto di aggregazione avessero effettivamente operato come gruppo unico in detto esercizio, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati patrimoniali, economici e finanziari riportati e pertanto tale limitazione riduce la comparabilità con i corrispondenti importi relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009. Per quanto concerne le modalità di redazione del suddetto bilancio aggregato si rimanda a quanto dettagliatamente descritto Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1.1.1 “Metodologia di predisposizione del Bilancio Aggregato”.

Si segnala che nel mese di giugno 2010 il Consiglio di Amministrazione ha adottato, in attuazione a quanto disposto dal Codice Civile e delle indicazioni del Codice di Autodisciplina, un regolamento che individua le modalità di approvazione e di esecuzione delle operazioni poste in essere dall'Emittente, ovvero dalle sue controllate, con parti correlate, le cui previsioni avranno effetto a decorrere dall'avvio della negoziazione delle Azioni sul MTA; ciò al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale che procedurale, delle operazioni stesse. In base a tale regolamento il Comitato per il Controllo Interno è chiamato a un preventivo esame e al rilascio di un parere vincolante sulle varie tipologie di operazioni con parti correlate, fatta eccezione per quelle che presentano un limitato profilo di rischio per l'Emittente e per il Gruppo (rientrando in tale ambito le operazioni compiute tra società interamente possedute dall'Emittente, nonché quelle tipiche o usuali, quelle regolate in base a condizioni *standard*, e quelle il cui corrispettivo sia fissato in base a quotazioni ufficiali di mercato oppure a tariffe definite dalle pubbliche Autorità); l'esame preventivo da parte del Comitato per il Controllo Interno non è altresì richiesto per tutte quelle operazioni che, per tipologia e/o dimensioni devono essere sottoposte alla preventiva approvazione o valutazione del Consiglio di Amministrazione.

Il Consiglio di Amministrazione provvede, a sua volta, alla preventiva approvazione (nel caso di operazioni di competenza dell'Emittente) ovvero alla preventiva valutazione (nel caso di operazioni di competenza delle società del Gruppo) delle operazioni con parti correlate di maggiore rilievo, per tali intendendosi: (i) le operazioni atipiche o inusuali; (ii) le operazioni di controvalore superiore a 25 milioni di euro (fatta eccezione per quelle, in precedenza richiamate, che presentano un limitato profilo di rischio per l'Emittente e per il Gruppo); (iii) le ulteriori operazioni che il Comitato per il Controllo Interno ritiene di sottoporre all'esame del consiglio.

Le operazioni di controvalore pari o inferiore a 25 milioni di euro nelle quali la correlazione sussiste con un amministratore o un sindaco effettivo, ovvero con un dirigente con responsabilità strategiche dell'Emittente (o con una parte correlata per il tramite di tali soggetti) sono sempre sottoposte al preventivo esame del Comitato per il Controllo Interno.

Per ciascuna delle operazioni con parti correlate sottoposte alla sua preventiva approvazione o valutazione, il Consiglio di Amministrazione riceve un'adeguata informativa su tutti gli elementi di rilievo, e le relative deliberazioni provvedono a motivare adeguatamente le ragioni e la convenienza delle operazioni stesse per l'Emittente e il Gruppo. È inoltre previsto che il Consiglio di Amministrazione riceva dettagliata informativa in merito alla intervenuta esecuzione delle operazioni sulla cui approvazione o valutazione abbia deliberato.

Al fine di evitare che un'operazione con parti correlate venga conclusa a condizioni difformi da quelle che sarebbero state verosimilmente negoziate tra parti non correlate, è data facoltà tanto al Comitato per il Controllo Interno quanto al Consiglio di Amministrazione di fare ricorso – in funzione della natura, del valore o delle altre caratteristiche dell'operazione – all'assistenza di uno o più esperti indipendenti, selezionati tra soggetti di riconosciuta professionalità e competenza.

È altresì previsto un sistema di comunicazioni e attestazioni inteso a far emergere tempestivamente, fin dalla fase delle negoziazioni, le operazioni con parti correlate che vedono coinvolti gli amministratori ed i sindaci effettivi, nonché i dirigenti con responsabilità strategiche dell'Emittente (o parti correlate per il tramite di tali soggetti).

Al fine di assicurare il coordinamento con le disposizioni che saranno adottate in materia da parte di Enel, l'Emittente approverà una nuova procedura in materia di operazioni con parti correlate pienamente conforme ai dettami del Regolamento Consob 17221/2010 entro il termine ivi previsto del 1° dicembre 2010, a seguito dell'approvazione dell'analoga procedura da parte di Enel.

19.1 Rapporti con le parti correlate con riferimento al Gruppo

Di seguito sono trattati i rapporti intercorsi tra il Gruppo e le parti correlate nel corso dei semestri chiusi al 30 giugno 2009 e 2010 e degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2009. Tali informazioni sono state estratte dal Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo per il semestre chiuso al 30 giugno 2010, dal bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e dal bilancio aggregato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008. Tutte le operazioni in oggetto fanno parte dell'ordinaria gestione.

A giudizio dell'Emittente, successivamente al 30 giugno 2010 i rapporti con parti correlate non hanno subito variazioni di rilievo rispetto a quanto segnalato nel presente paragrafo, ad eccezione di quanto riportato di seguito in relazione alle linee di credito con parti correlate:

- il fido sulle linee di credito deliberate da Enel a favore dell'Emittente è stato ridotto da Euro 5.100 milioni a Euro 2.000 milioni;
- Enel Finance International ha deliberato nuove linee di credito a favore di Enel Green Power International B.V. per complessivi Euro 3.700 milioni;
- la linea di credito erogata da Endesa a favore di Ecyr è stata completamente rimborsata ed estinta;
- le linee di credito deliberate da Enel Finance International a favore delle controllate estere di Enel Green Power sono state ridotte a a Euro 366 milioni.

Entro la data di quotazione dell'Emittente (i) il contratto di tesoreria accentrata tra Enel ed Enel.si verrà meno e le relative posizioni attive e passive nei confronti del Gruppo Enel saranno rimborsate ed estinte e (ii) il servizio di tesoreria e i rapporti finanziari attivi e passivi esistenti tra le controllate estere di Enel Green Power e Enel Finance International (ad eccezione delle linee di credito deliberate da Enel Finance International a favore di Enel Green Power International B.V., di importo pari rispettivamente a Euro 1.200 milioni, stipulata in data 1° luglio 2010, e Euro 2.500 milioni, stipulata in data 13 luglio 2010, *cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1 del Prospetto) verranno rimborsati ed estinti e il servizio di tesoreria per le controllate estere del Gruppo sarà svolto da Enel Green Power International B.V..

Ulteriori dettagli sono forniti nel proseguo di tale paragrafo.

La tabella che segue indica i rapporti in essere tra il Gruppo e le parti correlate al 30 giugno 2010 e per i semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Note	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al Gruppo Enel	Correlate esterne al Gruppo Enel	Totale parti correlate	Incidenza sulla voce di bilancio
Impatto delle transazioni sul conto economico						
<i>Ricavi delle vendite e delle prestazioni</i>						
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	a	-	67	410	477	55%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010		-	107	333	440	46%
<i>Materie prime e materiali di consumo</i>						
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	b	-	1	5	6	11%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010		-	3	9	12	10%
<i>Servizi</i>						
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	c	28	24	-	52	36%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010		16	25	-	41	26%
<i>Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity</i>						
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	d	(2)	49	-	47	100%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010		-	54	-	54	86%
<i>Proventi finanziari</i>						
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	e	3	-	-	3	27%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010		7	-	-	7	35%
<i>Oneri finanziari</i>						
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	f	(49)	(4)	-	(53)	58%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010		(24)	(6)	-	(30)	42%
Impatto delle transazioni sullo stato patrimoniale						
<i>Crediti commerciali</i>						
Al 30 giugno 2010	h	4	154	8	166	36%
<i>Attività finanziarie correnti e crediti finanziari e titoli a breve termine</i>						
Al 30 giugno 2010	i	43	216	-	259	73%
<i>Altre attività correnti</i>						
Al 30 giugno 2010	j	-	14	-	14	7%
<i>Finanziamenti a lungo termine</i>						
Al 30 giugno 2010	k	-	117	-	117	9%
<i>Passività finanziarie non correnti</i>						
Al 30 giugno 2010	l	-	54	-	54	100%
<i>Finanziamenti a breve termine</i>						
Al 30 giugno 2010	m	-	1.940	-	1.940	90%
<i>Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine</i>						
Al 30 giugno 2010		-	1	-	1	1%
<i>Debiti commerciali</i>						
Al 30 giugno 2010	n	63	98	-	161	27%
<i>Debiti per imposte sul reddito</i>						
Al 30 giugno 2010	o	-	98	-	98	77%
<i>Passività finanziarie correnti</i>						
Al 30 giugno 2010	p	21	5	-	26	79%
<i>Altre passività correnti</i>						
Al 30 giugno 2010	q	7	25	-	32	27%

La tabella che segue indica i rapporti in essere tra il Gruppo e le parti correlate al e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Note	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al Gruppo Enel	Correlate esterne al Gruppo Enel	Totale parti correlate	Incidenza sulla voce di bilancio
Impatto delle transazioni sul conto economico						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni						
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008		-	199	930	1.129	62%
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	A	-	230	729	959	55%
Materie prime e materiali di consumo						
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008		-	-	-	-	na
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	B	-	6	9	15	7%
Servizi						
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008		41	50	-	91	35%
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	C	32	49	10	91	33%
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity						
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008		(5)	(17)	-	(22)	71%
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	D	-	118	-	118	100%
Proventi finanziari						
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008		1	1	-	2	5%
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	E	5	-	-	5	19%
Oneri finanziari						
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008		(175)	(8)	-	(183)	67%
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	F	(80)	(10)	-	(90)	56%
Impatto delle transazioni sullo stato patrimoniale						
Attività finanziarie non correnti						
Al 31 dicembre 2008		-	51	-	51	39%
Al 31 dicembre 2009	G	-	-	-	-	na
Crediti commerciali						
Al 31 dicembre 2008		1	119	10	130	50%
Al 31 dicembre 2009	H	2	202	26	230	45%
Attività finanziarie correnti e crediti finanziari e titoli a breve termine						
Al 31 dicembre 2008		4	131	-	135	71%
Al 31 dicembre 2009	I	-	154	-	154	68%
Altre attività correnti						
Al 31 dicembre 2008		3	25	-	28	20%
Al 31 dicembre 2009	J	-	16	-	16	13%
Finanziamenti a lungo termine						
Al 31 dicembre 2008		-	32	-	32	4%
Al 31 dicembre 2009	K	-	100	-	100	9%
Passività finanziarie non correnti						
Al 31 dicembre 2008		12	-	-	12	80%
Al 31 dicembre 2009	L	13	-	-	13	59%
Finanziamenti a breve termine						
Al 31 dicembre 2008		4.377	180	-	4.557	99%
Al 31 dicembre 2009	M	4.275	48	-	4.323	98%
Debiti commerciali						
Al 31 dicembre 2008		24	51	-	75	24%
Al 31 dicembre 2009	N	42	86	-	128	28%
Debiti per imposte sul reddito						
Al 31 dicembre 2008		15	-	-	15	26%
Al 31 dicembre 2009	O	127	-	-	127	61%
Passività finanziarie correnti						
Al 31 dicembre 2008		15	16	-	31	86%
Al 31 dicembre 2009	P	82	1	-	83	98%
Altre passività correnti						
Al 31 dicembre 2008		4	93	-	97	55%
Al 31 dicembre 2009	Q	8	25	-	33	25%

Di seguito sono elencati i principali contratti finanziari e commerciali in essere tra il Gruppo e il Gruppo Enel. Per ciascuno di essi sarà esposta una breve descrizione del contenuto e saranno presentati i principali impatti che tali contratti hanno determinato a livello economico e patrimoniale sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010 e sul bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

19.1.1 Rapporti tra il Gruppo e la controllante Enel

Contratto di tesoreria stipulato tra l'Emittente ed Enel

Enel, in qualità di *holding* del Gruppo Enel, presta servizi di tesoreria alle società controllate al fine di ottimizzare le risorse finanziarie disponibili. In base a tale accordo, l'Emittente ed Enel hanno concordato di istituire una gestione finanziaria comune in via permanente nell'ambito della quale l'Emittente affida tutte le proprie disponibilità liquide a Enel e quest'ultima a sua volta si impegna a:

- fornire all'Emittente i mezzi liquidi per far fronte alle spese di gestione in conformità alle istruzioni ricevute dall'Emittente e nei limiti delle disponibilità liquide conferite e del fido concesso da Enel;
- disporre pagamenti a favore di terzi, in conformità alle istruzioni ricevute dall'Emittente e nei limiti delle disponibilità liquide conferite e del fido concesso da Enel;
- effettuare incassi per conto dell'Emittente nonché instaurare rapporti con istituti di credito e istituzioni finanziarie.

Inoltre, sempre in base a tale accordo, l'Emittente ha conferito mandato ad Enel di gestire e coordinare l'insieme di tutte le operazioni di volta in volta connesse alla gestione sia delle proprie risorse finanziarie sia dei propri fabbisogni, ivi incluse le operazioni rientranti nella gestione del rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio. In ultimo, sulla base degli accordi previsti contrattualmente, Enel si impegna a valutare la possibilità di accordare all'Emittente, nel caso in cui venga richiesto, un fido.

Il suddetto rapporto di tesoreria accentrata è considerato rispondente all'interesse sociale, in quanto lo stesso 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 di Enel nell'erogazione di tali servizi e di un'efficace capacità di accesso al sistema bancario e finanziario. La rispondenza all'interesse sociale dell'Emittente è stata attestata dal Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power, ai sensi dell'art. 37 del Regolamento Mercati adottato da Consob con delibera n. 16191/2007, e verificata dal Collegio Sindacale.

Sui fondi liquidi accreditati dall'Emittente a Enel sul conto corrente intersocietario è applicato un tasso pari all'Euribor 1M. Sui fondi liquidi che Enel rende disponibili all'Emittente sul conto corrente intersocietario, il tasso d'interesse applicato è pari all'Euribor 1M aumentato dello 0,75%. Le condizioni che Enel applica al contratto di tesoreria in essere con l'Emittente, vengono determinate assumendo come base (c.d. *benchmark* di riferimento) il tasso Euribor 1M (media mensile), al quale può essere applicato uno *spread* che riflette le condizioni di mercato nonché quelle di provvista e di impiego del Gruppo Enel relative al periodo di riferimento. Le condizioni applicate al suddetto contratto di tesoreria sono monitorate costantemente da Enel ed Enel Green Power possono essere oggetto di revisione in caso di scostamenti significativi rispetto ai parametri di mercato.

L'Emittente dispone di un fido interno pari a Euro 5.100 milioni al 30 giugno 2010. Sulla quota di fido interno giornalmente non utilizzato sono applicate commissioni dello 0,0625% mentre in caso di

superamento di tale fido è applicato uno *spread* aggiuntivo del 2%. In data 20 luglio 2010 il fido di cui dispone l'Emittente è stato ridotto a Euro 2.000 milioni. Gli accordi in essere non prevedono circostanze specifiche nelle quali la soglia di fido concordata possa essere superata.

Il suddetto contratto ha durata a decorrere dal 1° gennaio 2009 sino al 31 dicembre 2009 ed è soggetto a rinnovo tacito, salvo disdetta entro 3 mesi prima della scadenza. In particolare, alla scadenza tale contratto è stato rinnovato ed è valido sino al 31 dicembre 2010. Si segnala tuttavia che Enel ha facoltà di risolvere il contratto e di richiedere il rimborso anticipato delle relative linee di credito in caso di perdita di controllo su Enel Green Power.

La Società prevede che, per tutto l'orizzonte temporale di riferimento del Piano Industriale, il saldo del conto corrente intersocietario tra Enel Green Power ed Enel si mantenga strutturalmente negativo. Nell'ipotesi in cui per un periodo di tempo prolungato il conto corrente intersocietario di Enel Green Power presentasse un saldo positivo per importi rilevanti, Enel Green Power valuterà, in autonomia, forme di investimento alternative di dette giacenze al fine di ottimizzarne il rendimento, avvalendosi del supporto delle competenti funzioni di Enel.

I finanziamenti a breve termine dell'Emittente nei confronti di Enel al 30 giugno 2010 in relazione al contratto di tesoreria ammontano a Euro 1.549 milioni (*Nota m della tabella*), oltre debiti per oneri finanziari pari a Euro 17 milioni (*Nota p della tabella*) inclusi nella voce "Passività finanziarie correnti". Oneri finanziari relativi a contratti derivati di copertura rischio tassi d'interessi e rischio tassi di cambio stipulati tra l'Emittente e Enel ammontano a Euro 6 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 2 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota f della tabella*) e sono parzialmente compensati da proventi finanziari pari a Euro 5 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 2 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota e della tabella*). I fair value degli strumenti derivati di copertura rischio tassi d'interessi e rischio tassi di cambio sono inclusi per Euro 4 milioni nella voce "Attività finanziarie correnti" (*Nota i della tabella*), Euro 1 milione nella voce "Passività finanziarie correnti" (*Nota p della tabella*) e per Euro 18 milioni nella voce "Passività finanziarie non correnti" (*Nota l della tabella*).

I finanziamenti a breve termine dell'Emittente nei confronti di Enel al 31 dicembre 2009 in relazione al contratto di tesoreria in parola, ammontano a complessivi Euro 4.244 milioni (*Nota M della tabella*), cui vanno aggiunti Euro 71 milioni di oneri finanziari (*Nota F della tabella*) classificati nello Stato patrimoniale nella voce "Passività finanziarie correnti" (*Nota P della tabella*). Inoltre, in relazione ai contratti derivati di copertura rischio tassi d'interessi e rischio tassi di cambio l'Emittente ha registrato nel 2009, nei confronti di Enel, oneri finanziari per complessivi Euro 7 milioni (*Nota F della tabella*), parzialmente compensati da proventi finanziari per complessivi Euro 1 milione (*Nota E della tabella*). I riflessi patrimoniali dei contratti derivati su tassi d'interesse sono classificati nella voce "Passività finanziarie non correnti" per Euro 13 milioni al 31 dicembre 2009 (*Nota L della tabella*), mentre per i contratti derivati sui tassi di cambio i riflessi patrimoniali al 31 dicembre 2009 sono classificati nelle voci Attività finanziarie correnti per circa Euro 0,1 milioni e Passività finanziarie correnti per Euro 0,3 milioni.

Contratto di tesoreria stipulato tra Enel.si ed Enel

Il contratto stipulato tra Enel.si ed Enel presenta le medesime condizioni applicate da Enel all'Emittente e già descritte in precedenza. Enel.si disponeva di un fido interno pari a Euro 15 milioni al 30 giugno 2010. I crediti finanziari a breve termine di Enel.si nei confronti di Enel al 30 giugno 2010, in relazione al contratto di tesoreria, ammontano a Euro 39 milioni (*Nota i della tabella*) e sono inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti e crediti finanziari e titoli a breve termine".

I finanziamenti a breve termine di Enel.si nei confronti di Enel al 31 dicembre 2009, in relazione al contratto di tesoreria, ammontano a complessivi Euro 29 milioni (*Nota M della tabella*), cui vanno aggiunti Euro 2 milioni di oneri finanziari (*Nota F della tabella*) classificati nello Stato patrimoniale nella voce “Passività finanziarie correnti” (*Nota P della tabella*).

Il contratto di tesoreria accentrata tra Enel ed Enel.si verrà meno entro la data di quotazione dell’Emittente e le relative posizioni attive e passive nei confronti del Gruppo Enel saranno rimborsate ed estinte.

Prestazione di servizi centralizzati stipulato tra l’Emittente ed Enel

Enel Green Power ha stipulato con Enel un contratto, con efficacia dal 1° gennaio 2009, avente ad oggetto la messa a disposizione da parte di Enel in favore di Enel Green Power e delle sue controllate di taluni servizi di carattere operativo e non strategico, prevalentemente non ricorrente, fruibili dietro espressa richiesta di Enel Green Power, nelle seguenti aree:

- **Legale:** Enel (i) presta assistenza legale in materia penale, ambientale, sicurezza sul lavoro, *privacy* e proprietà industriale e (ii) fornisce supporto a Enel Green Power nel contenzioso di natura seriale in materia lavoristica e previdenziale (iii) gestione dell’albo consulenti del gruppo.

Enel Green Power, mediante la propria funzione “*Affari Legali*” composta da 24 risorse, gestisce le problematiche legali del Gruppo curando il monitoraggio della normativa legale e della giurisprudenza e fornendo assistenza specialistica al vertice ed alle varie strutture del Gruppo.

- **Finanza:** sulla base delle esigenze espresse da Enel Green Power, Enel (i) presta assistenza a Enel Green Power nella negoziazione, stipula e gestione dei rapporti con gli istituti di credito e istituzioni finanziari sovranazionali per tutte operazioni finanziarie; (ii) monitora eventuali opportunità in materia di finanza agevolata, (iii) elabora accordi quadro per la prestazione di servizi bancari e postali dei quali Enel Green Power può beneficiare; (iv) presta assistenza nelle attività operative relative alle operazioni di finanza straordinarie.

Enel Green Power, mediante la propria funzione “*Amministrazione, Finanza e Controllo*” composta da 181 risorse: (i) effettua in autonomia la pianificazione, programmazione e controllo del fabbisogno finanziario della Società e del Gruppo monitorando l’evoluzione dell’indebitamento finanziario e curando, l’ottimizzazione delle relative strutture finanziarie, avvalendosi del supporto della funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel, (ii) garantisce la preventivazione finanziaria, le attività di tesoreria e l’ottimizzazione dei flussi finanziari nel rispetto delle *policy* e delle procedure definite dall’unità Finanza del Gruppo Enel (iii) presidia il processo di *financing* delle società e dei singoli progetti sovrintendendo alla scelta della modalità ottimale di finanziamento e gestendone il relativo processo di ottenimento e impartendo al Gruppo Enel le istruzioni operative qualora decida di avvalersi dei fidi/linee di credito concessi (iv) garantisce, in via diretta per l’Italia e tramite il coordinamento delle società estere, le attività volte alla massimizzazione dell’utilizzo di fondi derivanti da finanza agevolata, avvalendosi dell’assistenza e del supporto dell’unità Finanza di Gruppo della funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel; (v) garantisce la gestione delle attività relative alle assicurazioni, coordinandosi con l’unità *Insurance and Environmental Risk Management* della funzione *Group Risk Management* di Enel (vi) svolge in autonomia l’attività di M&A e la gestione delle eventuali operazioni di finanza straordinaria, avvalendosi dell’assistenza operativa della funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel.

- **Personale:** sulla base delle esigenze espresse da Enel Green Power, Enel (i) fornisce a Enel Green Power assistenza e supporto in materia di sviluppo organizzativo, (ii) assicura la selezione ed individuazione dei

candidati mediante lo *screening* preliminare e l’invio dei curricula dei candidati da sottoporre a Enel Green Power, la quale provvede in modo autonomo alla scelta e all’eventuale selezione degli stessi, (iii) presta consulenza negli adempimenti in materia di sicurezza e salute dei lavoratori, previdenza e nella verifica dei connessi adempimenti (iv) supporta la gestione delle relazioni industriali all’interno delle linee guida definite per il Gruppo Enel e (v) supporta la Società nell’analisi dei rischi specifici di *security* e nella realizzazione del piano degli interventi necessari alla mitigazione degli stessi.

Enel Green Power, mediante la propria funzione “*Personale e Organizzazione*” composta da 58 risorse: (i) cura i processi di pianificazione, organizzazione, sviluppo e gestione delle risorse umane al fine di assicurare l’adeguatezza quali-quantitativa del patrimonio di competenze tecniche, professionali e manageriali, nel rispetto della normativa vigente in materia di rapporto di lavoro nei vari Paesi; (ii) gestisce le relazioni sindacali (iii) eroga i servizi amministrativi del personale alle società del Gruppo, avvalendosi anche delle strutture di Enel Servizi; (iii) cura il presidio delle attività relative ai servizi generali.

- **Segreteria societaria:** Enel presta assistenza a Enel Green Power nell’esecuzione degli adempimenti societari e nelle attività operative di segreteria.

Enel Green Power, mediante la propria funzione “*Segreteria Societaria*” composta da 3 risorse: (i) cura gli adempimenti societari nei riguardi delle società del Gruppo e le attività di segreteria per gli organi sociali delle stesse (ii) cura i profili societari nell’ambito di operazioni di acquisizione o cessione di *asset*, nonché di operazioni straordinarie di interesse della Società e del Gruppo (iii) definisce l’assetto dei poteri, assicurandone la congruenza con le linee guida del sistema procuratorio Enel e coordinandosi con la Funzione Personale e Organizzazione della Società.

- **Amministrazione, pianificazione e controllo:** Enel (i) supporta Enel Green Power nelle attività relative alla predisposizione del piano industriale e, in particolare, nella definizione e condivisione degli scenari macroeconomici; (ii) presta assistenza a Enel Green Power negli adempimenti connessi alla normativa sulla tutela del risparmio; (iii) supporta Enel Green Power nell’esecuzione degli adempimenti e delle attività relative alle operazioni straordinarie deliberate da Enel Green Power.

Enel Green Power, mediante la propria funzione “*Amministrazione, Finanza e Controllo*” composta da 181 risorse: (i) assiste il vertice nella definizione delle linee guida, degli obiettivi strategici del Gruppo e delle politiche di natura economico, patrimoniale, fiscale e finanziaria; (ii) monitora le strategie e le performance dei principali competitors ed effettua e aggiorna periodicamente le analisi strategiche di interesse di Enel Green Power (iii) cura l’analisi e la valutazione delle performance del Gruppo (iv) presidia il processo di valutazione, autorizzazione e controllo degli investimenti; (v) elabora il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato; (vi) presidia il processo di valutazione del sistema di controllo interno sull’informativa finanziaria; (vii) eroga i servizi amministrativi e fiscali al Gruppo, avvalendosi anche delle strutture di Enel Servizi; (viii) supporta il processo di valorizzazione degli *asset* rinnovabili del Gruppo; (ix) fornisce il supporto nella definizione dei contenuti della comunicazione con i mercati e gli investitori istituzionali, in coordinamento con la competente unità di Enel; (x) effettua le attività di Risk Control, coerentemente con gli indirizzi definiti dalla funzione *Group Risk Management* di Enel, interfacciandosi con le competenti unità di area.

- **Fiscale:** Enel cura l’invio di circolari e di note informative relative alle novità legislative; supporta Enel Green Power nell’interpretazione della normativa e consulenza tributaria necessaria per la predisposizione delle dichiarazioni fiscali e nel monitoraggio del contenzioso fiscale.

Enel Green Power, mediante la propria funzione “*Amministrazione, Finanza e Controllo*” composta da 181 risorse: (i) fornisce il supporto fiscale per la definizione delle politiche di bilancio, la pianificazione fiscale e la realizzazione delle operazioni straordinarie della Società in coordinamento con l’unità Fiscale della funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel, (ii) cura gli adempimenti fiscali delle società italiane del Gruppo, previsti dalla normativa vigente avvalendosi anche delle competenti strutture di Enel Servizi; (iii) monitora lo svolgimento degli adempimenti fiscali delle società estere del Gruppo analizzando anche le relative imposte stanziare in bilancio; (iv) presta consulenza e assistenza fiscale alle Funzioni, alle Aree ed alle società estere del Gruppo (v) cura, d’intesa con la corrispondente funzione di Enel, i rapporti con gli uffici finanziari competenti nonché la gestione del contenzioso tributario di competenza.

- **Relazione esterne:** Sulla base delle strategie e delle esigenze di comunicazione esterna, interna, istituzionale e di business espresse da Enel Green Power, Enel (i) progetta e realizza i piani e le iniziative di immagine, sponsorizzazione ed eventi, sviluppo e valorizzazione di progetti per la cultura, la ricerca scientifica, la scuola, l’ambiente e lo sport; (ii) gestisce i rapporti con le associazioni di rappresentanza di interessi e con i media, elaborando le linee guida, coordinando e organizzando le diverse attività di relazione (iii) definisce i piani di comunicazione interna e progettazione e gestione degli strumenti (intranet, web tv Enel, giornale Enel Insieme e altri); (iv) cura la comunicazione dei media innovativi e web based; (v) gestisce i progetti e campagne di comunicazione, identificando le agenzie per la creatività e la pianificazione pubblicitaria e pianificando l’acquisizione degli spazi e dei servizi pubblicitari; (vi) progettazione e pianificazione delle attività di *publishing*, dei materiali promozionali e delle iniziative di promozione, supporto all’attività commerciale di prodotti e servizi e gestione delle attività di ricerca su immagine, reputazione e impatto pubblicitario delle campagne Enel (vi) presidia le relazioni operative con le amministrazioni centrali e territoriali competenti, finalizzate all’ottenimento/rinnovo delle autorizzazioni alla realizzazione o all’esercizio di impianti; (vii) presidia le conoscenze relativamente agli impatti ambientali e sulla salute derivanti dalle attività svolte da Enel.

Enel Green Power assume le decisioni strategiche su tutte le materie relative alle relazioni esterne direttamente attraverso il proprio Consiglio di Amministrazione e Amministratore Delegato che assicura il presidio ed il coordinamento delle relative attività.

A tal riguardo, occorre evidenziare che l’Emittente è dotato di una struttura organizzativa adeguata che le consente di presidiare, in via autonoma e con le proprie risorse, le aree e le attività dedotte nel contratto. Tuttavia, per talune attività di carattere operativo e non ricorrente (quali, ad esempio, per come già esposto la negoziazione dei contratti di copertura assicurativa, ovvero la consulenza tributaria necessaria ai fini dell’assolvimento degli adempimenti di carattere fiscale) l’Emittente ritiene più conveniente ed economico, sotto il profilo organizzativo e gestionale, avvalersi dei servizi messi a disposizione da Enel. Ciò in quanto, l’elevata esperienza maturata da Enel, consente alla stessa di avere una visione complessiva, ampia ed unitaria del settore di attività che consente di sviluppare le soluzioni più efficaci ed efficienti (in termini sia di elevata qualità dei servizi resi che dei relativi costi) per perseguire l’obiettivo – comune a tutte le società del Gruppo – di creazione di valore per i rispettivi azionisti.

Tali servizi non si sovrappongono alle attività svolte dall’Emittente (o dalle sue controllate) e non ne duplicano i contenuti. Per effetto di ciò, è possibile conseguire:

- la realizzazione di maggiori sinergie. L’accentramento di alcuni servizi su Enel consente, infatti, di realizzare importanti economie di scala derivanti, ad esempio, dall’analisi unitaria di temi analoghi

ovvero dalle migliori condizioni contrattuali ottenibili da Enel per effetto del proprio dimensionamento;

- una più efficiente struttura di *business*. L'Emittente – per effetto della fruizione dei servizi resi da Enel – può dedicare maggiori risorse al proprio *core business*;
- l'implementazione delle *policy* di Gruppo. L'adozione di *policy* comuni a livello di Gruppo derivanti dall'accentramento dei servizi consente una gestione coerente ed omogenea di casistiche e tematiche analoghe presenti all'interno del Gruppo, garantisce la condivisione delle competenze e la diffusione delle *best practices*.

Il corrispettivo è determinato sulla base dei costi di struttura e del personale messo a disposizione nonché dei costi esterni effettivamente sostenuti da Enel per la prestazione dei servizi specifici svolti dalla stessa Enel a beneficio dell'Emittente, senza l'applicazione di alcun margine.

A tal fine, il contratto prevede, al termine del periodo di riferimento relativo all'erogazione dei servizi, l'effettuazione di una rendicontazione delle attività svolte e dei costi sostenuti dalle strutture di Enel dedicate alla prestazione dei servizi a beneficio dell'Emittente (e delle sue controllate).

Il costo per i servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 4 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (*Nota c della tabella*).

Il costo per i servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 10 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*).

Tale contratto resterà efficace fino al 31 dicembre 2011.

Prestazione di servizi di assistenza e consulenza di carattere istituzionale (Management fees) stipulato tra l'Emittente ed Enel

Con contratto efficace dal 1° gennaio 2009 l'Emittente ha manifestato il proprio interesse ad avvalersi – anche a favore delle società controllate dall'Emittente – della fornitura da parte di Enel di servizi di assistenza e consulenza di carattere istituzionale (*management services*). Le principali attività svolte da Enel ai sensi del suddetto contratto riguardano:

- la predisposizione e l'assistenza nell'implementazione del nuovo modello per il controllo di gestione – secondo i migliori standard in essere nel Gruppo Enel – e la consulenza per l'uso e la gestione dei relativi supporti;
- l'assistenza nell'implementazione del Progetto eccellenza operativa Zenith volto alla massimizzazione dell'uso delle risorse disponibili nel Gruppo al fine di creare efficienze di costo;
- la predisposizione e l'assistenza nell'implementazione del modello da utilizzare per la stima delle imposte di Piano;
- lo studio e l'analisi degli scenari macroeconomici e dell'evoluzione dei mercati finanziari, la valutazione delle diverse alternative di finanziamento e della disponibilità di opportuni strumenti anche ai fini della migliore pianificazione finanziaria a medio e lungo termine;
- la predisposizione e la fornitura di strumenti informatici a servizio di attività trasversali del Gruppo Enel ed il supporto operativo nella implementazione delle conseguenti attività di ICT (ad es. creazione *software* di utilizzo comune come Sfinge, Procedura Iva di Gruppo; ferma restando l'esistenza all'interno di Enel Green Power di una struttura di ICT che elabora e gestisce in autonomia i progetti non trasversali e le scelte strategiche di information technologies del Gruppo);

- l'aggiornamento del manuale contabile di Gruppo e interpretazione principi contabili;
- la formazione istituzionale dipendenti (es. *Junior Enel Training, AFC-Academy*);
- l'elaborazione e l'espletamento di "Indagini di clima" circa la percezione dei problemi connessi all'ambiente di lavoro da parte dei dipendenti;
- l'elaborazione e l'espletamento di progetti generali volti al miglioramento della sicurezza dei lavoratori, da sottoporre ad Enel Green Power per la successiva applicazione;
- l'attività di progettazione e organizzazione degli eventi di comunicazione interna di carattere istituzionale (ad es. *Cascade* di Gruppo);
- la realizzazione di progetti e campagne di comunicazione e diffusione immagine Enel Green Power, su *input* e in servizio a Enel Green Power.

A tal riguardo, occorre evidenziare che i servizi resi da Enel consistono in attività di assistenza e consulenza di carattere istituzionale che, non determinano duplicazioni o sovrapposizioni rispetto all'attività svolta dall'Emittente in piena autonomia gestionale e secondo le indicazioni del proprio *management*.

La stipula del contratto con Enel è avvenuta soltanto successivamente all'approvazione dello stesso da parte del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente previa valutazione:

- dei benefici ottenibili dalla fruizione dei servizi di assistenza e consulenza di carattere istituzionale;
- dei vantaggi (in termini di standard qualitativo, costi e tempi) conseguibili per effetto della prestazione dei predetti servizi da parte di Enel rispetto alla loro realizzazione interna ovvero all'acquisizione degli stessi da terzi soggetti.

Il corrispettivo è determinato, senza l'applicazione di alcun margine sulla base dei costi effettivamente sostenuti da Enel per la prestazione dei servizi di assistenza e consulenza di carattere istituzionale ed è attribuito all'Emittente sulla base della percentuale di concorrenza del proprio EBITDA (e delle sue controllate) all'EBITDA di Gruppo.

A tal fine, è prevista una rendicontazione periodica delle attività svolte e dei costi sostenuti dalle strutture *corporate* dedicate alla prestazione dei servizi a beneficio dell'Emittente (e delle sue controllate).

Il costo per i servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 6 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 8 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

Il costo per i servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 12 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*).

Tale contratto resterà efficace fino al 31 dicembre 2011.

Contratti relativi al servizio di comunicazione e alla concessione di licenza marchio stipulati tra l'Emittente ed Enel

Con decorrenza 1° dicembre 2008 l'Emittente ha conferito a Enel mandato ad agire per suo conto nei confronti dei terzi in relazione alle attività di ideazione, pianificazione e realizzazione della comunicazione a supporto delle proprie attività caratteristiche e commerciali. In particolare, il suddetto contratto regola la fornitura di servizi di comunicazione da terze parti (agenzie di comunicazione, acquisti spazio radio, TV e stampa) il cui acquisto è richiesto da Enel Green Power direttamente a Enel al fine di beneficiare delle economie di scala rese possibili dal dimensionamento della capogruppo. Tale contratto ha scadenza al 31

dicembre 2009 ed è stato rinnovato sino al 31 dicembre 2010. I costi sostenuti da Enel ai sensi del contratto sono ribaltati *back to back* su Enel Green Power. Per il primo semestre 2010, i costi sostenuti dall'Emittente sono stati pari a circa Euro 1,4 milioni.

Con contratto efficace dal 1° dicembre 2008 e scadenza 31 dicembre 2010 Enel ha concesso all'Emittente il diritto di utilizzare in via non esclusiva i marchi Enel per i prodotti/servizi per i quali essi sono stati o sono in corso di registrazione. In data 19 luglio 2010, l'Emittente ed Enel hanno rinnovato il contratto di licenza di uso del marchio "Enel Green Power" e di altri marchi del Gruppo Enel, stabilendone la durata sino al 30 giugno 2015. Il contratto, tra l'altro, prevede: (i) la cessazione di efficacia dello stesso ove l'Emittente non sia più soggetto alla direzione e coordinamento di Enel; (ii) specifiche modalità di uso dei marchi, senza alterarne, modificarne o variarne l'aspetto grafico e non adottando, anche a seguito della scadenza del contratto, segni che possano essere confusi con i marchi; (iii) che i marchi concessi in licenza non possano essere dati in sub-licenza e/o ceduti, senza il preventivo consenso di Enel; (iv) l'obbligo da parte dell'Emittente, alla data di scadenza del contratto, di cessare immediatamente l'uso del marchio e provvedere a cambiare la propria denominazione sociale nel caso in cui questa sia identica ai marchi; (v) la risoluzione del contratto, tra l'altro, in caso di violazione del divieto di trasferire o concedere in sub-licenza diritti sui marchi e di violazione del divieto di adottare, direttamente o indirettamente, segni uguali o simili ai segni distintivi di Enel. I costi sostenuti dall'Emittente con riferimento alla concessione di licenza del marchio per il primo semestre 2010 sono pari a circa Euro 54 mila.

Il costo per i servizi, comprensivo di eventuali conguagli concordati, sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 1 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 2 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

Il costo per servizi, comprensivo di eventuali conguagli concordati, sostenuto dall'Emittente in relazione a tali contratti è pari a Euro 3 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*).

Si rilevano inoltre i contratti stipulati tra Enel.si ed Enel aventi per oggetto prestazioni di servizi di comunicazione da parte di quest'ultima e la concessione della licenza per l'uso del marchio "Enel.si". La struttura e i contenuti dei contratti in oggetto sono simili a quelli già descritti nel precedente paragrafo tra l'Emittente ed Enel.

Il costo complessivo sostenuto da Enel.si per tali servizi ammonta a Euro 1 milione nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 2 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

Il costo complessivo sostenuto da Enel.si per i servizi summenzionati è stato pari a Euro 4 milioni nell'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*).

Consolidato fiscale

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86, art. 117 e seguenti) e per effetto delle disposizioni contenute nell'art. 11, comma 4 del Decreto Ministeriale del 09 giugno 2004 relativo a "Disposizioni applicative del regime di tassazione del consolidato nazionale, di cui agli articoli da 117 a 128 del Testo Unico delle Imposte sul reddito" Enel Green Power S.p.A. applica il regime di tassazione di Gruppo, disciplinato dall'Accordo relativo all'esercizio congiunto con Enel dell'opzione per il Consolidato Fiscale Nazionale e dal relativo Regolamento. Tale accordo con il quale sono regolati tutti i reciproci obblighi e responsabilità tra capogruppo e controllata ha efficacia per i periodi di imposta 2008 e 2009. I debiti dell'Emittente verso Enel per imposte sul reddito ammontano a Euro 127 milioni al 31 dicembre 2009 (*Nota O della tabella*).

Per effetto della medesima disciplina sul “Consolidato Fiscale Nazionale”, nell’esercizio 2007 Enel.si ha rinnovato congiuntamente con Enel l’opzione per il regime “Consolidato Fiscale Nazionale” per il triennio 2007-2009.

L’Emittente e Enel.si hanno 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.

Altri contratti minori

Si precisa inoltre che tra il Gruppo e la controllante Enel sono in essere altri contratti per prestazioni di servizi minori (tra i quali: assistenza gestione impianti, concessione licenza marchio Portoscuso, etc.) il cui impatto complessivo a conto economico è pari a Euro 4 milioni, inclusi nella voce “Costi per servizi” per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 3 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*). Tali servizi ammontavano a Euro 5 milioni, classificati nella voce “Costi per servizi” (*Nota C della tabella*) del bilancio chiuso al 31 dicembre 2009.

19.1.2 Rapporti tra società del Gruppo e parti correlate interne al Gruppo Enel

Linee di credito stipulate tra le controllate estere dell’Emittente ed Enel Finance International

Enel Finance International, società del Gruppo Enel, pone in essere linee di credito con le società estere controllate di Enel Green Power al fine di contribuire alle coperture dei fabbisogni finanziari di tale società in un’ottica di ottimizzazione delle risorse finanziarie disponibili.

Sulle linee di credito in vigore al 30 giugno 2010, il tasso d’interesse applicato sui fondi erogati da Enel Finance International è pari: *i)* all’Euribor 3M aumentato del 2% per le controllate europee, fatta eccezione per Enel Green Power International B.V. alla quale viene applicato un margine dell’1,25%, *ii)* al Libor 3M aumentato del 3% per le controllate dell’area America Latina e *iii)* al US Libor aumentato del 2% per le controllate dell’area Nord America. Le società del Gruppo dispongono di una linea di credito aggregata pari a Euro 586 milioni al 30 giugno 2010.

Enel Finance International concede la possibilità di aprire conti deposito sui quali riconosce un tasso d’interesse pari all’Euribor 1M sulle risorse liquide rese disponibili dalle società del Gruppo appartenenti all’area Euro, mentre per le società dell’area Dollaro statunitense il tasso di riferimento è lo US Libor.

Le condizioni proposte da Enel Finance International risultano competitive – rispetto ad analoghe offerte di mercato – in quanto basate sulla valutazione effettuata dalla stessa sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria delle società finanziate.

Il ricorso a tali linee, inoltre, consente al Gruppo di beneficiare dell’elevato merito creditizio di Enel Finance International e della controllante Enel.

Si segnala, tuttavia, che è prassi del Gruppo ricorrere a linee di credito con parti non correlate nelle circostanze in cui le stesse si dimostrino più vantaggiose rispetto alle condizioni praticate da Enel Finance International. Ciò avviene generalmente quando: *i)* sussistono i presupposti per ottenere finanziamenti a tassi agevolati; *ii)* sussistono i presupposti per ottenere contributi sugli investimenti o altre forme di incentivi. In aggiunta si ricorre ai finanziamenti da parti non correlate nelle circostanze in cui il Gruppo pone in essere progetti in partnership con soggetti terzi e il finanziamento di tali progetti avviene, di concerto con i partner, attraverso il ricorso a fonti esterne.

Al 30 giugno 2010 i contratti in oggetto danno luogo a crediti finanziari inclusi nella voce “Attività finanziarie correnti” pari a Euro 124 milioni (*Nota i della tabella*) e debiti inclusi nella voce “Finanziamenti a breve termine” pari a Euro 35 milioni (*Nota m della tabella*).

Al 31 dicembre 2009 i contratti in oggetto danno luogo a crediti per complessivi Euro 79 milioni, classificati nella voce “Attività finanziarie correnti” (*Nota I della tabella*) e debiti per complessivi Euro 48 milioni classificati nella voce “Finanziamenti a breve termine” (*Nota M della tabella*).

Si segnala che nel mese di luglio 2010 Enel Finance International ha deliberato le seguenti nuove linee di credito nei confronti di Enel Green Power International B.V.:

- linea di credito *revolving* per complessivi Euro 1.200 milioni, erogabili anche in valute diverse dall’Euro, con le seguenti principali condizioni:
 - interessi variabili pari all’Euribor/Libor 3M – in relazione alla valuta nella quale la linea viene utilizzata – aumentato dell’1,5%;
 - facoltà di rimborso anticipato dell’ammontare utilizzato al valore nominale su base trimestrale;
 - obbligo di rimborso immediato nel caso di perdita di controllo da parte del Gruppo Enel su Enel Green Power International B.V.;
 - *commitment fee* calcolata su base giornaliera pari allo 0,2% annuo;
 - durata fino al 31 dicembre 2010, salvo proroghe da concordare fra le parti a scadenza. Eventuali proroghe del contratto potrebbero comportare la ridefinizione del tasso di interesse di riferimento e del correlato margine.
- linea di credito a lungo termine per complessivi Euro 2.500 milioni, erogabili in *tranche* e in valute diverse dall’Euro, con le seguenti principali condizioni:
 - Enel Green Power International B.V. ha la facoltà di optare, per ogni tranche utilizzata, per un tasso di interesse variabile – pari all’Euribor/Libor 6M (in relazione alla valuta nella quale la linea viene utilizzata) – oppure per un tasso di interesse fisso – pari allo *swap rate* in vigore alla data di utilizzo della linea per il periodo di riferimento. In entrambi i casi è previsto uno spread pari al 2,0% rispetto al tasso di riferimento;
 - facoltà di rimborso anticipato dell’ammontare utilizzato al valore nominale: i) su base semestrale nel caso di tranche a interesse variabile, ii) su base annuale nel caso di tranche a interesse fisso;
 - obbligo di rimborso immediato nel caso di perdita di controllo da parte del Gruppo Enel su Enel Green Power International B.V.;
 - *commitment fee* calcolata su base giornaliera pari allo 0,5% annuo;
 - in qualsiasi momento, se le condizioni di provvista a cui Enel Finance International è soggetta subiscono significativi cambiamenti, la stessa ha la facoltà di modificare unilateralmente le condizioni del contratto in oggetto. In tal caso Enel Green Power International B.V. ha la facoltà di rimborsare anticipatamente la linea di credito se non accetta le nuove condizioni proposte;
 - durata fino al 31 marzo 2018.

Entro la data di quotazione dell’Emittente i rapporti finanziari attivi e passivi esistenti tra le controllate estere di Enel Green Power e Enel Finance International (ad eccezione delle linee di credito deliberate da Enel Finance International a favore di Enel Green Power International B.V., di importo pari rispettivamente a Euro

1.200 milioni, stipulata in data 1° luglio 2010, e Euro 2.500 milioni, stipulata in data 13 luglio 2010, *cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1 del Prospetto) verranno rimborsati ed estinti e il servizio di tesoreria per le controllate estere del Gruppo sarà svolto da Enel Green Power International B.V.

Contratti di compravendita (bilaterali fisici) di energia stipulati tra l'Emittente ed Enel Trade S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A.

Tali contratti, formalizzati di volta in volta in base alle transazioni, disciplinano la compravendita di energia tra l'Emittente ed Enel Trade/Enel Produzione.

Si segnala che, nell'ambito del Gruppo Enel, Enel Trade assolve alla funzione di interfaccia con il mercato *wholesale* in Italia, acquistando energia dalle società del Gruppo Enel che producono (Enel Produzione S.p.A. ed Enel Green Power) e rivendendola ad Enel Energia (che opera in Italia sul mercato *retail*) e a terze controparti.

I contratti hanno una struttura standardizzata per l'intero Gruppo Enel, che prevede la fornitura con durata e prezzi prefissati (*baseload/peakload*; annuale/trimestrale/mensile/settimanale).

Tipicamente, il prezzo proposto da Enel Trade per ciascuna transazione viene confrontato con i prezzi di mercato applicabili a transazioni di durata equiparabile. Si segnala tuttavia che generalmente le quotazioni di mercato sono disponibili per quantitativi inferiori rispetto a quelli trattati dall'Emittente ed oggetto di transazione con Enel Trade. Conseguentemente, il prezzo risultante dal mercato è rettificato per riflettere il quantitativo oggetto di scambio.

I contratti prevedono l'obbligo di fornire l'energia da parte del produttore (c.d. *Delivery or Pay*) e l'obbligo di ritirare l'energia da parte dell'acquirente, pena il pagamento del prezzo pattuito per l'eventuale energia non ritirata (c.d. *Take Or Pay*).

I ricavi realizzati dall'Emittente in relazione a tali contratti bilaterali fisici con Enel Trade sono pari a Euro 101 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 60 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2009) inclusi nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" (*Nota a della tabella*).

I ricavi realizzati dall'Emittente in relazione a tali contratti bilaterali fisici sono pari a Euro 138 milioni per l'esercizio 2009, di cui Euro 121 milioni con Enel Trade ed Euro 17 milioni con Enel Produzione, e sono classificati all'interno della voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" (*Nota A della tabella*).

Contratti di compravendita di Certificati verdi stipulati tra l'Emittente ed Enel Trade S.p.A.

Tali contratti, formalizzati di volta in volta in base alle transazioni, disciplinano la compravendita di Certificati verdi tra l'Emittente ed Enel Trade.

La compravendita di certificati verdi con Enel Trade avviene a livelli in linea con quelli riscontrabili dalle transazioni tra terze parti effettuate sulla apposita piattaforma e resi disponibili dal GME.

Si segnala, tuttavia, che i contratti in oggetto non prevedono limitazioni alla possibilità per l'Emittente di stipulare contratti con soggetti terzi, qualora sia ritenuto più conveniente, sia per i Certificati verdi che per i Certificati bianchi.

I ricavi realizzati dall'Emittente in relazione a tali contratti sono pari a Euro 27 milioni per l'esercizio 2009 e sono classificati nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" (*Nota A della tabella*).

Accordo relativo ad operazioni di copertura infragruppo e contratti per differenza (CFD) relativi alla vendita di energia stipulati tra l'Emittente ed Enel Trade

Enel Trade svolge a favore delle società del Gruppo Enel, e quindi anche nei confronti dell'Emittente, attività di copertura del rischio “commodity”, quale rischio finanziario che può riflettersi sul conto economico della Società e conseguentemente del Gruppo nel suo complesso per effetto della variabilità degli indici di prezzo energetici.

Gli accordi in essere – formalizzati in un contratto con scadenza Dicembre 2011 – non prevedono obblighi e/o obiettivi specifici di copertura per l'Emittente, la quale definisce in autonomia le modalità ed i tempi nei quali effettuare le coperture.

Inoltre, l'Emittente ha stipulato con Enel Trade contratti per la vendita di energia per differenza (CFD); tali contratti vengono formalizzati di volta in volta in base alle transazioni.

Sia nel caso di copertura dal rischio “commodity” che nel caso di stipula di CFD, l'Emittente valuta le condizioni proposte da Enel Trade per ciascuna transazione mediante confronto con le condizioni di mercato, applicabili a strumenti di durata equiparabile. Si segnala, tuttavia, che generalmente, con riferimento ai CFD, le quotazioni di mercato sono disponibili per quantitativi inferiori rispetto a quelli trattati dall'Emittente ed oggetto di transazione con Enel Trade. Conseguentemente, la quotazione risultante dal mercato è rettificata per riflettere il quantitativo oggetto di scambio.

L'impatto netto a conto economico dei suddetti contratti ammonta a Euro 55 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 49 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota d della tabella*).

L'impatto netto derivante dai contratti sopra menzionati, registrato a conto economico dall'Emittente al 31 dicembre 2009 nella voce “Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity” è stato pari a Euro 118 milioni (*Nota D della tabella*), di cui proventi per Euro 124 milioni e oneri per Euro 6 milioni.

Contratti di compravendita di Certificati bianchi (TEE) stipulati da Enel.si con Enel Distribuzione S.p.A. e con Enel Rete Gas S.p.A.

Tali contratti, formalizzati di volta in volta in base alle transazioni, disciplinano la compravendita di Certificati bianchi da Enel.si a Enel Distribuzione/Enel Rete Gas.

I ricavi realizzati da Enel.si in relazione a tali contratti, contabilizzati nella voce “Ricavi delle vendite e delle prestazioni”, sono pari a Euro 48 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota A della tabella*).

Contratto di servizio per prestazioni di teleconduzione di impianti idroelettrici ed eolici stipulato tra l'Emittente ed Enel Produzione S.p.A.

Con contratto efficace dal 1° dicembre 2008 l'Emittente ha conferito a Enel Produzione le prestazioni di teleconduzione degli impianti idroelettrici ed eolici sinteticamente riconducibili a:

- telecontrollo degli impianti;
- segnalazione guasti e registrazione dati;
- esecuzione programmi di produzione degli impianti;
- esecuzione manovre di esercizio;
- esecuzione manovre per messa in sicurezza;
- pronto intervento.

I costi per servizi, comprensivi di eventuali conguagli concordati, sostenuti dall'Emittente in relazione a tale contratto sono stati pari a Euro 3 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 3 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

I costi per servizi, comprensivi di eventuali conguagli concordati, sostenuti dall'Emittente in relazione a tale contratto sono stati pari a Euro 5 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*). Il contratto prevedeva il 31 maggio 2010 come data di scadenza, con proroga automatica al 30 novembre 2010 salvo disdetta di una delle parti.

Contratti di servizio per prestazioni di manutenzione agli impianti idroelettrici stipulato tra l'Emittente ed Enel Produzione S.p.A.

In base a tali contratti, l'Emittente ha affidato a Enel Produzione S.p.A. i servizi di manutenzione straordinaria e ordinaria degli impianti idrici.

Con riferimento alla manutenzione straordinaria, i servizi in oggetto consistono nella fornitura di prestazioni ingegneristiche, specialistiche e interventi operativi di manutenzione straordinaria del macchinario idraulico ed elettromeccanico degli impianti. Il contratto definisce le tipologie di prestazioni fornibili, i corrispettivi e le modalità di attivazione degli interventi. In particolare, i corrispettivi unitari per prestatori d'opera, materiali e servizi accessori sono definiti sulla base del valore medio del prezzo di mercato relativo ad attività analoghe scaturite da gare d'appalto, con aggiornamento periodico. Il servizio è, pertanto, da considerarsi "a chiamata" e affidato dall'Emittente a Enel Produzione soltanto a seguito di un'analisi tecnico-economica della offerta specifica per l'attività richiesta, senza alcun obbligo di affidamento della commessa.

Con riferimento alla manutenzione ordinaria, le parti hanno stipulato un contratto per il servizio di esercizio e manutenzione corrente degli impianti che consiste nell'affidamento alle unità territoriali di Enel Produzione della gestione di alcuni impianti (pronto intervento e manutenzione corrente). Tale attività viene remunerata al costo medio unitario del personale (tecnico ed operaio) determinato annualmente per Enel Produzione per la filiera/funzione che fornisce il servizio. La tipologia delle attività richieste non consente di individuare analoghi servizi sul mercato.

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2010, il costo sostenuto, comprensivo di eventuali conguagli concordati, dall'Emittente in relazione a tali contratti, classificato nella voce di conto economico "Costi per servizi", è stato pari a Euro 1 milione (Euro 2 milioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*), mentre Euro 0,1 milione è stato capitalizzato tra le immobilizzazioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2009.

Nell'esercizio 2009, il costo sostenuto, comprensivo di eventuali conguagli concordati, dall'Emittente in relazione a tali contratti, classificato nella voce di conto economico "Costi per servizi", è stato pari a Euro 3 milioni (*Nota C della tabella*), mentre Euro 1 milione è stato capitalizzato tra le immobilizzazioni.

Tali tipologie di contratti hanno avuto durata semestrale e rinnovo automatico fino al 30 giugno 2010. Dal 1° luglio 2010 hanno durata 18 mesi con facoltà di recesso con preavviso di 30 giorni.

Contratto di servizio per prestazioni di servizi relativi alla sicurezza delle dighe e delle opere idrauliche tra l'Emittente ed Enel Produzione S.p.A.

Il 1° dicembre 2009 l'Emittente ha stipulato con Enel Produzione S.p.A. il contratto di servizio per prestazione di servizi relativi alla sicurezza delle dighe e delle opere idrauliche, localizzate in Italia, sinteticamente riconducibili a:

- azioni per lo sviluppo omogeneo dei temi afferenti la sicurezza e il controllo delle dighe e delle opere idrauliche;

- valutazione e controllo della sicurezza;
- valutazione e controllo di opere idrauliche;
- approfondimenti specialistici;
- progettazione e interventi di manutenzione/ripristino/adeguamento delle opere e loro supervisione.

Il costo per servizi, comprensivo di eventuali conguagli concordati, sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2009, *Nota c della tabella*).

Il costo per servizi, comprensivo di eventuali conguagli concordati, sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 3 milioni per l'esercizio 2009, di cui Euro 2,5 milione per servizi di controllo sicurezza ed Euro 0,5 milioni per attività di progettazione, supervisione e manutenzione (*Nota C della tabella*).

Il contratto ha scadenza il 30 giugno 2010 e si intenderà automaticamente prorogato di altri sei mesi e cioè fino al 31 dicembre 2010, salvo disdetta da comunicare per iscritto almeno 30 giorni prima.

Contratti di fornitura di servizi realizzativi relativi al completamento e/o rifacimento di impianti idroelettrici stipulati tra l'Emittente ed Enel Produzione S.p.A

Le attività di rifacimento e/o completamento svolte sugli impianti idroelettrici, situati in Italia, di Enel Green Power sono affidate, tramite la stipulazione di specifici contratti di fornitura di servizi, a Enel Produzione S.p.A..

Il costo complessivo sostenuto e capitalizzato dall'Emittente in relazione a tali tipologie di contratti è pari a Euro 16 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 15 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009).

Il costo complessivo sostenuto e capitalizzato dall'Emittente in relazione a tali tipologie di contratti è pari a Euro 26 milioni per l'esercizio 2009.

Contratto di fornitura di servizi di Energy Management stipulato tra l'Emittente ed Enel Produzione S.p.A.

Con un accordo con data di efficacia 1 dicembre 2008 Enel Green Power ha stipulato con Enel Produzione S.p.A. un contratto di servizio per prestazione di servizi di Energy management riconducibili alle seguenti attività:

- di medio e breve termine: gestione piani manutenzione, definizione piani produzione, programmazione delle unità di produzione;
- giornaliere: invio programmi di produzione, invio piani produzione CIP6, definizione strategia prezzo su mercati vendita, registrazione contratti, etc.;
- di attuazione: invio piani vincolanti giornalieri alle unità di produzione, gestione in tempo reale delle unità di produzione;
- di metering: acquisizione misure e gestione anagrafiche, predisposizione bilancio energia mensile, etc.;
- di liquidazione: gestione operativa dei contratti stipulati, liquidazione e fatturazione dei contratti, predisposizione reports mensili per registrazione partite economiche, etc.

La specificità dei servizi resi è elevata e l'Emittente non è a conoscenza di analoghe offerte sul mercato. L'Emittente definisce autonomamente i piani e le strategie di produzione, inviandoli ad Enel Produzione per

la successiva trasmissione al GME. Il corrispettivo è determinato sulla base dei costi sostenuti dalla funzione di Enel Produzione S.p.A. per eseguire i servizi resi.

Il costo per servizi, comprensivo di eventuali conguagli concordati, sostenuto dalla Società in relazione a tale tipologia di contratto è pari a Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

Il costo per servizi, comprensivo di eventuali conguagli concordati, sostenuto dalla Società in relazione a tale tipologia di contratto è pari a Euro 1 milione per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*).

Il contratto ha durata 6 mesi a decorrere dal 1° dicembre 2008 sino al 31 maggio 2009 con rinnovo automatico di 6 mesi in 6 mesi, salvo disdetta entro 3 mesi prima della scadenza.

Contratti per la fornitura di attività di ricerca e sviluppo stipulati tra l'Emittente ed Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.

Enel Green Power ha avviato progetti di ricerca nell'ambito della generazione innovativa da fonti rinnovabili. A tal fine ha sottoscritto contratti di fornitura di servizi di ricerca e sviluppo con Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.. Tra i progetti oggetto di specifico contratto si rileva il prototipo "Diamante" riguardante la ricerca di un sistema integrato di produzione e stoccaggio di energia da fonte solare.

Nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010, il costo sostenuto dall'Emittente in relazione a tali contratti e classificato nella voce di conto economico "Costi per servizi" è stato pari a Euro 2 milioni 2010 (Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*), mentre Euro 2 milioni sono stati capitalizzati tra le immobilizzazioni (Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2009).

Nel corso dell'esercizio 2009, il costo sostenuto dall'Emittente in relazione a tali contratti e classificato nella voce di conto economico "Costi per servizi" è stato pari a Euro 5 milioni (*Nota C della tabella*), mentre Euro 4 milioni sono stati capitalizzati tra le immobilizzazioni.

Contratto di outsourcing di servizi informatici stipulato tra l'Emittente ed Enel Servizi

In conformità a tale accordo l'Emittente ha affidato a Enel Servizi la fornitura di servizi informatici suddivisi nelle seguenti categorie:

- servizi a carattere continuativo, quali:
 - soluzioni informatiche;
 - la fornitura e gestione parco hardware e software;
 - la manutenzione di soluzioni informatiche;
 - la fornitura di altri servizi: stampa, imbustamento e spedizione; archiviazione ottica documenti, etc.
- servizi legati a specifiche esigenze ed attività quali, a mero titolo esemplificativo, analisi dei requisiti, realizzazione e manutenzione di soluzioni informatiche.

Il corrispettivo applicato per i servizi in oggetto è determinato in funzione dei costi diretti e indiretti sostenuti da Enel Servizi. Nel dettaglio, tale corrispettivo riflette: *i*) i costi esterni sostenuti dal fornitore per la prestazione dei servizi in oggetto; *ii*) i costi indiretti e di struttura (inclusi i costi del personale) sostenuti dal fornitore e ribaltati pro-rata all'Emittente e alle altre società del Gruppo Enel beneficiarie dei servizi erogati da Enel Servizi; *iii*) gli oneri finanziari e le imposte sostenute da Enel Servizi.

Nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010, il costo sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto, classificato nella voce di conto economico "Costi per servizi" è stato pari a Euro 3 milioni 2010 (Euro 2 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*), mentre Euro 1 milione è stato capitalizzato tra le immobilizzazioni nel semestre chiuso al 30 giugno 2010.

Nel corso dell'esercizio 2009, il costo sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto, classificato nella voce di conto economico "Costi per servizi" è stato pari a Euro 4 milioni (*Nota C della tabella*), mentre Euro 3 milioni sono stati capitalizzati tra le immobilizzazioni.

Tale contratto scade il 31 dicembre 2010, è in corso la formalizzazione del prolungamento al 31 dicembre 2013.

Contratto di fornitura di servizi di approvvigionamento stipulato tra l'Emittente ed Enel Servizi

Con un accordo efficace dal 1° dicembre 2008 Enel Green Power ha affidato a Enel Servizi talune attività relative all'approvvigionamento, riportate di seguito a titolo esemplificativo:

- marketing d'acquisto;
- gestione del sistema di qualificazione di Enel Green Power;
- pianificazione degli approvvigionamenti;
- approvvigionamento e stipula dei contratti;
- vendor rating/ranking;
- reporting operativo e direzionale.

Il corrispettivo è determinato sulla base dei costi di struttura (sistemi informativi, consulenze e prestazioni professionali, personale), dei costi accessori nonché degli oneri finanziari e delle imposte sostenuti dalla funzione acquisti di Enel Servizi nell'espletamento dei servizi in oggetto. Il contratto ha una scadenza al 31 dicembre 2010.

Il costo per servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è stato pari a Euro 1 milione 2010 (Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

Il costo per servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è stato pari a Euro 3 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*).

Contratto di fornitura del "global service spazi" stipulato tra l'Emittente ed Enel Servizi

In base a tale accordo l'Emittente ha affidato a Enel Servizi la fornitura di una serie di servizi riconducibili alla fornitura e all'allestimento degli spazi attrezzati, alla loro gestione operativa, alla manutenzione ordinaria e straordinaria degli immobili, ivi compresi anche i lavori di adeguamento degli edifici, oltre alla gestione degli alloggi destinati al personale dipendente in via provvisoria, ovvero alla mobilità dello stesso.

Il costo per servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 4 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 4 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*), di cui Euro 3 milioni relativi a servizi a "canone" (Euro 3 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009) e Euro 1 milione per servizi "a richiesta" (Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2009).

Il costo per servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 8 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*), di cui Euro 6 milioni relativi a servizi a "canone" e Euro 2 milioni per servizi "a richiesta".

Tale contratto, in vigore dal 1° dicembre 2008, scadrà in data 31 dicembre 2010.

Contratti di fornitura di servizi amministrativi e payroll tra l'Emittente ed Enel Servizi

In base a tali accordi Enel Green Power ha affidato ad Enel Servizi la fornitura dei servizi di amministrazione, intendendosi come tali: la gestione contabile e fiscale, la tesoreria operativa, la gestione del payroll.

Il corrispettivo è determinato sulla base dei costi di struttura (sistemi informativi, consulenze e prestazioni professionali, personale), dei costi accessori nonché degli oneri finanziari e delle imposte sostenuti dalla funzione gestione del personale di Enel Servizi nell'espletamento dei servizi in oggetto. Il contratto ha una scadenza al 31 dicembre 2010.

Il costo per servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 4 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 3 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

Il costo per servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tali contratti è pari a Euro 6 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*).

Tale contratto, in vigore dal 1 dicembre 2008 scadrà in data 31 dicembre 2010.

Contratto di fornitura di servizi di ristorazione tra l'Emittente ed Enel Servizi

In base a tale accordo l'Emittente ha affidato ad Enel Servizi la fornitura dei servizi di ristorazione attraverso l'erogazione di pasti presso ristoranti aziendali e convenzionati. Il costo del servizio è pari ai costi sostenuti dal fornitore per l'erogazione dei pasti maggiorato per le mense di 0,75 Euro per ogni pasto e di 0,10 Euro per ogni ticket.

Il costo per servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

Il costo per servizi sostenuto dall'Emittente in relazione a tale contratto è pari a Euro 2 milioni per l'esercizio 2009 (*Nota C della tabella*).

Tale contratto, in vigore dal 1 dicembre 2008, scadrà in data 31 dicembre 2010.

Contratti di fornitura di servizi vari stipulati tra Enel.si ed Enel Servizi S.p.A.

Come già descritto per l'Emittente, anche per Enel.si sono in essere contratti stipulati con Enel Servizi aventi per oggetto prestazioni di servizi vari (tra i quali: servizi amministrativi e payroll, global service spazi, servizi acquisti, outsourcing servizi informatici, altri servizi). La struttura, i contenuti e le modalità di determinazione dei corrispettivi dei contratti in oggetto sono simili a quelli già descritti per l'Emittente, cui si rimanda. Tali contratti hanno scadenza il 31 dicembre 2010.

Il costo per servizi sostenuto da Enel.si in relazione a tale contratto è pari a Euro 2 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 2 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2009; *Nota c della tabella*).

Il costo per servizi sostenuto da Enel.si per i servizi summenzionati è stato pari a Euro 4 milioni nel 2009 (*Nota C della tabella*).

Contratti per l'acquisto di energia da parti correlate interne al Gruppo Enel

Per il funzionamento dei servizi ausiliari degli impianti, direttamente o indirettamente connessi alla produzione di energia elettrica, l'Emittente deve acquistare energia elettrica da terzi non potendo, per motivi tecnici, utilizzare l'energia prodotta dagli impianti stessi.

L'acquisto di energia elettrica avviene generalmente da società appartenenti al Gruppo Enel, con contratti formalizzati di volta in volta in base alle esigenze.

Il costo per acquisto di energia, classificato nella voce "Costi materie prime e materiali di consumo ammonta a Euro 3 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (Euro 1 milione per il semestre chiuso al 30 giugno 2009, *Nota b della tabella*).

Nel corso del 2009 il totale dei costi sostenuti per l'acquisto di energia (classificati nella voce "Costi materie prime e materiali di consumo") ammonta a complessivi Euro 6 milioni (*Nota B della tabella*).

Consolidato fiscale Endesa

Fino alla data di acquisizione del 60% da parte del Gruppo, Enel Green Power España e alcune delle sue società controllate facevano parte del consolidato fiscale di Endesa. Il debito residuo relativo a tale rapporto, classificato fra il debito per imposte sul reddito ammonta a Euro 2 milioni al 30 giugno 2010.

Contratto di conto corrente intersocietario stipulato tra Enel Green Power España e Endesa Financiación Filiales S.A.

Endesa Financiación Filiales S.A. e Enel Green Power España hanno stipulato un contratto di conto corrente intersocietario al fine di ottimizzare le risorse finanziarie disponibili. Il contratto ha durata di 5 anni, con scadenza al 1 gennaio 2014 con rinnovo automatico di 5 anni in 5 anni, salvo disdetta entro 24 mesi prima della scadenza. In base a tale accordo, le parti hanno istituito una gestione finanziaria comune delle risorse finanziarie residuali. Sui crediti finanziari e debiti finanziari verso Endesa è applicato un tasso pari alla media degli ultimi sei mesi del gruppo Endesa. Enel Green Power España dispone di una linea di credito pari a Euro 600 milioni al 30 giugno 2010.

I crediti finanziari verso Endesa Financiación Filiales S.A. al 30 giugno 2010 in relazione al tale contratto ammontano a Euro 73 milioni (*Nota i della tabella*), oltre a interessi attivi inclusi nella voce "Altre attività correnti" pari a Euro 1 milione al 30 giugno 2010 (*Nota j della tabella*), mentre i finanziamenti a breve termine ammontano a Euro 356 milioni a tale data (*Nota m della tabella*).

Successivamente, in data 1 luglio 2010, i rapporti finanziari fra Enel Green Power España e Endesa Financiación Filiales S.A. sono stati estinti e regolati da ora all'interno del Gruppo.

Contratto di servizi amministrativi centralizzati tra Enel Green Power España e Endesa Servizi

In base a tale contratto Endesa, per conto di Enel Green Power España e della sua controllata Energias de Aragón II S.A. ha affidato a Endesa Servizi la fornitura di una serie di servizi amministrativi e tenuta di contabilità. Il costo per servizi sostenuto in relazione a tale contratto è pari a Euro 2 milioni per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 (*Nota c della tabella*).

Altri contratti minori

Si precisa inoltre che tra il Gruppo e parti correlate interne al Gruppo Enel sono in essere altri contratti per prestazioni di servizi minori. Nel dettaglio, ci si riferisce a contratti per l'assistenza alla gestione impianti, assistenza specialistica impianti a chiamata, servizi di formazione, servizi assistenza al patrimonio.

I corrispettivi di altri contratti minori inclusi nella voce “Costi per Servizi” ammontano a Euro 3 milioni, classificati nella voce Costi per servizi (*Nota c della tabella*) del bilancio semestrale per il semestre chiuso al 30 giugno 2009. I corrispettivi di altri contratti minori inclusi nella voce “Costi per Servizi” ammontano Euro 7 milioni, classificati nella voce Costi per servizi (*Nota C della tabella*) del bilancio chiuso al 31 dicembre 2009.

19.1.3 Rapporti commerciali tra l’Emittente e altri parti correlate esterne al Gruppo Enel

Enel Green Power vende energia elettrica e usufruisce di servizi di distribuzione con riferimento a talune società controllate dallo Stato (azionista del Gruppo Enel). Nella seguente tabella sono riportati i rapporti tra l’Emittente e le altre parti correlate esterne al Gruppo Enel nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 e nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 ai rapporti commerciali in oggetto:

<i>(Milioni di Euro)</i>	<i>GME</i> <i>S.p.A.</i>	<i>GSE</i> <i>S.p.A.</i>	<i>Acquirente</i> <i>Unico S.p.A.</i>	<i>Terna</i> <i>S.p.A.</i>	<i>Altre</i>	Totali
Impatto delle transazioni sul conto economico						
<i>Ricavi delle vendite e delle prestazioni</i>						
Per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008	774	137	-	19	-	930
Per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	477	178	46	28	-	729
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	280	90	23	17	-	410
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010	256	47	22	8	-	333
<i>Materie prime e materiali di consumo</i>						
Per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008	-	-	-	-	-	-
Per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	2	-	-	2	5	9
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	4	-	-	1	-	5
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010	6	-	-	2	1	9
<i>Costi per servizi</i>						
Per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008	-	-	-	-	-	-
Per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	-	7	-	3	-	10
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	-	-	-	-	-	-
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010	-	-	-	-	-	-
Impatto delle transazioni sullo stato patrimoniale						
<i>Crediti commerciali</i>						
Al 31 dicembre 2008	-	10	-	-	-	10
Al 31 dicembre 2009	-	18	8	-	-	26
Al 30 giugno 2010	-	8	-	-	-	8

Come precedentemente indicato, l’Emittente ha rapporti commerciali con talune società controllate dallo Stato Italiano, a sua volta azionista di riferimento del Gruppo Enel. Nell’attuale quadro regolamentare, in particolare, l’Emittente effettua transazioni con Terna – Rete Elettrica Nazionale (Terna S.p.A.), Acquirente Unico S.p.A., Gestore dei Servizi Elettrici (GSE S.p.A.) e Gestore del Mercato Elettrico (GME S.p.A.), ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell’Economia e delle Finanze. L’Emittente vende energia elettrica al GME sulla Borsa dell’energia elettrica e all’Acquirente Unico. Le transazioni riferite alle vendite e acquisti di energia elettrica effettuate con il GME S.p.A. sulla Borsa dell’energia elettrica e con l’Acquirente Unico, nonché le operazioni effettuate con Terna S.p.A. e il GSE avvengono a prezzi di mercato.

19.2 Rapporti dell’Emittente con le società del Gruppo

I rapporti dell’Emittente con le società del Gruppo sono stati estratti dalla contabilità generale dell’Emittente relativa al semestre chiuso al 30 giugno 2010 e dai bilanci d’esercizio dell’Emittente relativi agli esercizi

chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008. L'esercizio 2008 è relativo al periodo dal 1° dicembre (data di costituzione della Società) al 31 dicembre 2008. I Rapporti Infragrupo includono, pertanto, le transazioni infragrupo oggetto di elisione in sede di redazione dei bilanci consolidati 2009.

I dati relativi all'esercizio 2008 esposti nella tabella seguente e desunti dal bilancio d'esercizio 2008 dell'Emittente relativo a un solo mese, non sono paragonabili con le corrispondenti informazioni esposte e desunte dal bilancio d'esercizio 2009 dell'Emittente relativo ai dodici mesi dal 1° gennaio 2009 al 31 dicembre 2009.

La tabella che segue indica i rapporti in essere tra l'Emittente e le società da quest'ultima partecipate con riferimento ai semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009 e al e agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Controllate dell'Emittente	Totale parti correlate	Incidenza sulla voce di bilancio
Impatto delle transazioni sul conto economico			
<i>Ricavi delle vendite e delle prestazioni</i>			
Per l'esercizio dal 1 al 31 dicembre 2008	-	-	
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	6	6	1%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	-	-	
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010	4	4	1%
<i>Altri ricavi</i>			
Per l'esercizio dal 1 al 31 dicembre 2008	-	-	
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	7	7	19%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	-	-	
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010	3	3	43%
<i>Proventi finanziari</i>			
Per l'esercizio dal 1 al 31 dicembre 2008	-	-	
Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009	1	1	33%
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 <i>unaudited</i>	-	-	
Per il semestre chiuso al 30 giugno 2010	2	2	25%
Impatto delle transazioni sullo stato patrimoniale			
<i>Crediti commerciali</i>			
Al 31 dicembre 2008	-	-	
Al 31 dicembre 2009	12	12	4%
Al 30 giugno 2010	55	55	17%
<i>Attività finanziarie correnti e crediti finanziari e titoli a breve termine</i>			
Al 31 dicembre 2008	2	2	2%
Al 31 dicembre 2009	8	8	10%
Al 30 giugno 2010	10	10	43%
<i>Altre attività correnti</i>			
Al 31 dicembre 2008	1	1	2%
Al 31 dicembre 2009	2	2	4%
Al 30 giugno 2010	2	2	3%
<i>Altre passività correnti</i>			
Al 31 dicembre 2008	-	-	
Al 31 dicembre 2009	1	1	1%
Al 30 giugno 2010	-	-	

Nel periodo dal 1° luglio 2010 fino alla Data del Prospetto non sono state poste in essere operazioni significative tra l'Emittente e le società appartenenti al Gruppo.

Di seguito sono elencati i principali contratti che definiscono i rapporti finanziari e commerciali tra l'Emittente e le società del Gruppo.

Rapporti tra l'Emittente e le società controllate dall'Emittente

Finanziari

La voce "Attività finanziarie correnti e crediti finanziari e titoli a breve termine" include al 30 giugno 2010 Euro 10 milioni (Euro 8 milioni ed Euro 2 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2009 e 2008) per finanziamenti concessi dall'Emittente alla società controllata Geotermica Nicaraguense al fine di dotarla dei mezzi necessari allo sviluppo dei due progetti di El Hoyo e Chillipete, in Monte Galan e Managua, ove la società è titolare di concessioni geotermiche. Tali finanziamenti sono stati concessi in diverse *tranches* ad un tasso pari al Libor 6M aumentato del 6,0% e hanno scadenze comprese tra il 5 luglio 2010 e l'11 novembre 2010 con facoltà delle parti di estendere la durata.

Si segnala che Enel Green Power International B.V. ha deliberato le seguenti nuove linee di credito nei confronti dell'Emittente:

- linea di credito *revolving* per complessivi Euro 150 milioni con le seguenti principali condizioni:
 - interessi variabili pari all'Euribor 3M aumentato dell'1,55%;
 - facoltà di rimborso anticipato dell'ammontare utilizzato al valore nominale su base trimestrale;
 - *commitment fee* calcolata su base giornaliera pari allo 0,2% annuo;
 - durata fino al 31 dicembre 2011, salvo proroghe da concordare fra le parti a scadenza. Eventuali proroghe del contratto potrebbero comportare la ridefinizione del tasso di interesse di riferimento e del correlato margine.
- linea di credito a lungo termine per complessivi Euro 1.000 milioni, erogabili in *tranche* e in Euro, con le seguenti principali condizioni:
 - tasso di interesse fisso – pari allo *swap rate* in vigore alla data di utilizzo della linea per il periodo di riferimento più uno spread pari a 205 *basis point*;
 - facoltà di rimborso anticipato dell'ammontare utilizzato al valore nominale;
 - *commitment fee* calcolata su base giornaliera pari allo 0,5% annuo;
 - in qualsiasi momento, se le condizioni di provvista a cui Enel Green Power International B.V. è soggetta subiscono significativi cambiamenti, la stessa ha la facoltà di modificare unilateralmente le condizioni del contratto in oggetto. In tal caso l'Emittente ha la facoltà di rimborsare anticipatamente la linea di credito se non accetta le nuove condizioni proposte;
 - durata fino al 31 marzo 2018.

Commerciali

Nel corso del semestre chiuso al 30 giugno 2010 l'Emittente ha realizzato ricavi per ri-addebiti di servizi a società controllate per complessivi Euro 3 milioni, relativi a *management fees*, registrati nella voce "Ricavi delle vendite e prestazioni di servizi" e (ii) prestazioni di personale, classificate nella voce "Altri ricavi" per Euro 3 milioni. Tali ricavi alla data del 30 giugno 2010 non risultano ancora incassati e sono classificati nella voce "Crediti commerciali" per Euro 16 milioni.

Nel corso del 2009 l'Emittente ha realizzato ricavi per: (i) ri-addebiti di servizi a società controllate per complessivi Euro 6 milioni, relativi a *management fees*, registrati nella voce "Ricavi delle vendite e prestazioni di servizi" e (ii) prestazioni di personale, classificate nella voce "Altri ricavi" per Euro 4 milioni. Tali ricavi alla data del 31 dicembre 2009 non risultano ancora incassati e sono classificati nella voce "Crediti commerciali" per Euro 10 milioni.

19.3 Acquisizioni di società appartenenti al Gruppo Enel

Nel corso dell'esercizio 2008, 2009 e 2010 sono state compiute una serie di acquisizioni con società appartenenti al gruppo facente capo alla controllante Enel attraverso le quali si è giunti all'attuale assetto organizzativo del Gruppo.

Le acquisizioni in oggetto si configurano, ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazione aziendali, come operazioni "under common control" e cioè come operazioni di aggregazione aziendale in cui l'acquirente e le entità acquisite sono controllate dalla medesima entità (Enel) sia prima, sia dopo l'aggregazione, e tale controllo non è transitorio. Pertanto il trattamento contabile adottato dal Gruppo, nell'ambito del proprio bilancio consolidato, comporta la rilevazione di tali acquisizioni in base ai valori contabili risultanti dal bilancio consolidato di Enel. La differenza tra il costo sostenuto dal Gruppo per l'acquisizione e il valore netto contabile delle attività e passività acquisite risultanti dal bilancio consolidato di Enel, è contabilizzato a rettifica del patrimonio netto del gruppo.

Di seguito si riporta una descrizione di tali acquisizioni, che qualificano come operazioni con parti correlate.

Scissione parziale di Enel Produzione

Con efficacia 1° dicembre 2008, in esecuzione dell'atto di scissione parziale di Enel Produzione, società del Gruppo Enel, datato 27 novembre 2008, l'Emittente è stata costituita ed è risultata beneficiaria del ramo d'azienda comprendente la totalità degli impianti di produzione geotermici, eolici, fotovoltaici e di quelli idroelettrici non programmabili presenti in Italia nonché delle partecipazioni detenute da Enel Produzione nelle società LaGeo S.A. de CV (pari al 36,2%), Geotermica Nicaraguense S.A. (pari al 60%) e Portoscuso Energia S.r.l. (pari al 100%, oggi Enel Green Power Portoscuso S.r.l.) operanti – ad eccezione di Enel Green Power Portoscuso, che opera nel settore eolico in Sardegna – nel settore delle fonti rinnovabili in America Latina.

In seguito alla scissione parziale, avvenuta a valori di libro all'interno del Gruppo Enel, l'Emittente ha beneficiato di attività per Euro 4.984 milioni, passività per Euro 3.057 milioni (di cui Euro 2.618 milioni relativi al conto corrente intersocietario con Enel), conseguentemente il patrimonio netto risultava pari a Euro 1.927 milioni.

L'atto di scissione stabilisce che eventuali sopravvenienze attive o passive che si dovessero manifestare successivamente alla data di efficacia della scissione (1° dicembre 2008) rimarranno rispettivamente a beneficio o a carico di Enel Green Power purché siano inerenti al ramo di azienda oggetto della scissione e ai relativi elementi patrimoniali e rapporti giuridici (fanno eccezione le sole sopravvenienze passive derivanti dai rapporti inerenti ai canoni concessori dovuti e non corrisposti alla data di efficacia della scissione, non menzionati nel progetto di scissione che rimarranno in capo a Enel Produzione, cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5).

Acquisizione di Enel Green Power International B.V.

Con efficacia 1° gennaio 2009 l'Emittente, in esecuzione della delibera del Consiglio di Amministrazione del 23 dicembre 2008, ha acquistato da Enel Investment Holding B.V., società del Gruppo Enel, la partecipazione totalitaria nella società Enel Green Power International B.V. Il corrispettivo della compravendita è stato determinato a valore di libro, all'interno del Gruppo Enel, della partecipazione oggetto di cessione, ovvero Euro 1.690 milioni. L'acquisizione in oggetto è stata finanziata dall'Emittente facendo ricorso al conto corrente intersocietario con la capogruppo Enel, di cui al precedente paragrafo 19.1.

Acquisizione di Enel.si S.r.l.

Con efficacia 1° gennaio 2009 l'Emittente, in esecuzione della delibera del Consiglio di Amministrazione del 23 dicembre 2008, ha acquistato da Enel S.p.A., parte correlata in quanto società controllante dell'Emittente, la partecipazione totalitaria nella società Enel.si. Il corrispettivo della compravendita è stato determinato a valore di libro, all'interno del Gruppo Enel, della partecipazione oggetto di cessione, ovvero Euro 9 milioni. L'acquisizione in oggetto è stata finanziata dall'Emittente facendo ricorso al conto corrente intersocietario con la capogruppo Enel, di cui al precedente paragrafo 19.1.

Acquisizione di Enel Erelis S.A.S. (oggi Enel Green Power France)

Con efficacia 30 ottobre 2009, Il Gruppo, in esecuzione del contratto di compravendita sottoscritto in pari data, ha acquistato da Enel France S.A.S., correlata in quanto società del Gruppo Enel, la partecipazione totalitaria da quest'ultima detenuta nella società Enel Erelis S.A.S.. Il corrispettivo della compravendita è stato fissato con il metodo del *discounted cash flow* in Euro 28 milioni mentre il valore di libro, all'interno del Gruppo Enel, della partecipazione oggetto di cessione ammontava a Euro 13 milioni. L'acquisizione in oggetto è stata finanziata dall'Emittente facendo ricorso al conto corrente intersocietario con la capogruppo Enel, di cui al precedente paragrafo 19.1. Successivamente, in data 23 dicembre 2009, Enel Green Power International B.V. ha effettuato un aumento di capitale sociale nella controllata per complessivi Euro 60 milioni.

Acquisizione di Ecyr (oggi Enel Green Power España)

In data 22 marzo 2010, l'Emittente, tramite la propria controllata Enel Green Power International B.V., ha completato l'acquisizione del 60% di Endesa Cogeneración y Renovables S.L. ("Ecyr") da Endesa Generación S.A., indirettamente controllata da Enel, attraverso l'acquisizione del 30% di Ecyr e la sottoscrizione di un aumento di capitale riservato alla stessa Enel Green Power International B.V.

L'integrazione è stata realizzata in data 22 marzo 2010 attraverso le seguenti fasi:

- (i) l'acquisizione da parte di Enel Green Power International B.V. da Endesa Generación S.L. del 30% di Ecyr per un corrispettivo pari a circa Euro 326 milioni;
- (ii) un aumento di capitale di Ecyr riservato a Enel Green Power International B.V., sottoscritto mediante il conferimento della partecipazione pari al 50% detenuta da Enel Green Power International B.V. nel capitale di EUFER e un versamento in contanti pari a circa Euro 534 milioni.

Il corrispettivo è stato interamente versato facendo ricorso al conto corrente intersocietario con la capogruppo Enel. L'acquisizione della partecipazione del 30% e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di Ecyr sono state realizzate a valore di mercato, applicando il metodo del *discounted cash flow*, e hanno formato oggetto di valutazione da parte di due banche di investimento indipendenti le quali hanno rilasciato un'apposita *fairness opinion*. L'operazione ha consentito a Enel Green Power International B.V. di detenere, a seguito dell'aumento di capitale, una quota complessiva pari al 60% del capitale sociale di Ecyr.

Il restante 40% del capitale sociale di Ecyr è in capo a Endesa Generación S.A. Il Gruppo ritiene che la presenza di quest'ultima nella compagine azionaria di Ecyr sia strategica in termini di riconoscibilità del Gruppo in Spagna e Portogallo e consenta la realizzazione di sinergie ed economie di scala nonché la possibilità di usufruire della consolidata esperienza di Endesa Generación S.A. nelle diverse fasi di sviluppo del *business* nei mercati di riferimento. Per quanto concerne il valore di iscrizione, nel bilancio consolidato dell'Emittente, degli attivi e passivi acquisiti relativi al Gruppo Ecyr, inclusa l'allocazione del prezzo di acquisto, che è risultato sostanzialmente in linea al valore di carico della suddetta partecipazione nel bilancio consolidato di Enel, si rinvia a quanto riportato nella Sezione Prima, Capitolo 20, Paragrafo 20.2.1.3.

In base agli accordi tra l'Emittente ed Endesa Generación S.A., ciascuna delle parti designa un numero di amministratori proporzionale alla propria partecipazione nella società; il piano industriale di Enel Green Power España, ovvero eventuali modifiche da apportare allo stesso, devono essere approvati dal Consiglio di Amministrazione a maggioranza rafforzata dei due terzi. In caso di stallo, le determinazioni relative al piano industriale sono demandate alla competenza dell'assemblea ordinaria, che delibera a maggioranza semplice. Gli accordi non conferiscono opzioni di tipo *put* o *call* alle parti.

Acquisizione di società operanti nel settore eolico e mini-idraulico da Endesa Hellas Power Generation

Nell'ambito del contratto di compravendita di quote di Endesa Hellas Power Generation and Supplies S.A. ("**Endesa Hellas**"), stipulato in data 16 marzo 2010 ed avente ad oggetto l'acquisto, da parte di Mytilineos Holdings S.A. (già titolare di una quota pari al 49,99% di Endesa Hellas) della restante partecipazione del 50,01% detenuta da Endesa Desarrollo S.L., Enel Green Power Hellas S.A. è stata designata da Endesa Desarrollo S.L. quale soggetto acquirente di alcune società greche titolari di impianti eolici ed idroelettrici. In particolare:

- (i) in data 1 luglio 2010, Enel Green Power Hellas S.A. ha acquisito da parte di Delta Energiaki S.A., società controllata da Endesa Hellas, la società Argyri Energiaki S.A., titolare di un impianto idroelettrico situato nella municipalità di Argyri – Karditsa, con capacità autorizzata pari a 7 MW, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 4,4 milioni, ai quali debbono essere aggiunti Euro 3 milioni, corrispondenti all'investimento stimato necessario per il completamento della rete di interconnessione dell'impianto al fine di consentirne l'entrata in esercizio. Nel caso in cui soggetti terzi si connettano alla suddetta rete e, conseguentemente Enel Green Power Hellas ottenga un rimborso dei costi sostenuti per l'interconnessione dell'impianto alla rete, la stessa sarà tenuta a incrementare corrispondentemente il corrispettivo dovuto a Delta Energiaki S.A.;
- (ii) in data 1 luglio 2010, Enel Green Power Hellas S.A. ha acquisito da parte di Delta Energiaki S.A., società controllata da Endesa Hellas, la società Aioliki Martinou S.A., titolare di un parco eolico già in servizio situato nella municipalità di Opountion – Prefettura di Fthiotida, con capacità autorizzata pari a 6 MW, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 9,5 milioni; il contratto prevede (i) l'obbligo in capo alle parti di sviluppare un progetto eolico a Mikrovouni per complessivi massimi 12 MW e (ii) l'obbligo in capo ad Aioliki Martinou di condividere con Delta Energiaki S.A. le infrastrutture per l'interconnessione e di contribuire al pagamento della metà delle relative spese;
- (iii) in data 1 luglio 2010, Enel Green Power Hellas S.A. ha acquisito da parte di Delta Energiaki S.A., società controllata da Endesa Hellas, e da Endesa Hellas, la società SHP Pougakia S.A., titolare di un impianto mini-hydro già in servizio situato nella municipalità di Sperxiada Lamias, con capacità installata pari a 1 MW, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 1,04 milioni;
- (iv) in data 30 luglio 2010, Enel Green Power Hellas S.A. ha acquisito da parte di Delta Energiaki S.A., società controllata da Endesa Hellas, e da Endesa Hellas, la società SHP Kastaniotiko S.A., titolare

di un impianto mini-hydro già in servizio situato nella municipalità di Kastania – Prefettura di Trikala, con capacità massima pari a 2 MW, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 1,94 milioni.

CAPITOLO XX – INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE

Premessa

In questo Capitolo sono fornite le informazioni relative alle attività e alle passività, alla situazione finanziaria e ai profitti e alle perdite del Gruppo relative agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 e ai semestri chiusi al 30 giugno 2010 e 2009. Tali informazioni sono state estratte dai seguenti documenti:

- bilancio consolidato del Gruppo relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 (il "**Bilancio Consolidato**"), approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010 e assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010. Tale Bilancio è stato predisposto dall'Emittente in via volontaria esclusivamente ai fini della predisposizione del Prospetto Informativo e dell'offering circular relativo all'offerta riservata a investitori istituzionali all'estero ai sensi della Regulation S dello United States Securities Act del 1933, come successivamente modificato, inclusi gli Stati Uniti d'America ai sensi della Rule 144-A adottata in forza dello United States Securities Act del 1933 (l'"Offering Circular"). La Società, in sede di approvazione del bilancio separato, aveva infatti optato per l'esenzione dalla predisposizione del bilancio consolidato prevista dal paragrafo 10 dello IAS 27, in considerazione della circostanza che la stessa è controllata al 100% da Enel, che predispone il bilancio consolidato a uso pubblico;
- bilancio aggregato del Gruppo relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 (il "**Bilancio Aggregato**"), approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010 e assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010. Come noto, infatti, l'Emittente è stato costituito in data 1° dicembre 2008, nell'ambito del piano di riorganizzazione delle attività del settore delle fonti rinnovabili del Gruppo Enel. Il *business* oggetto di quotazione, pertanto, ha operato nel corso dell'esercizio 2008 attraverso società, controllate direttamente o indirettamente da Enel, tra le quali tuttavia non sempre esisteva un rapporto giuridico partecipativo di controllo (Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto). L'Emittente ha pertanto predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 e ai soli fini della preparazione del Prospetto e dell'Offering Circular, il Bilancio Aggregato per rappresentare la situazione patrimoniale, economica e finanziaria delle società del Gruppo facente capo all'Emittente, come se lo stesso avesse operato nel periodo in oggetto come un gruppo unico e distinto. Occorre tuttavia evidenziare che, qualora le società e le attività che sono state oggetto di aggregazione avessero effettivamente operato come gruppo unico e distinto in detto esercizio, non si sarebbero necessariamente avuti i risultati patrimoniali, economici e finanziari riportati nel bilancio aggregato. Per quanto concerne la metodologia utilizzata per la predisposizione del bilancio aggregato al 31 dicembre 2008, si rimanda a quanto dettagliatamente descritto nella Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1, del presente Capitolo;
- bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 28 luglio 2010 e assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 4 agosto 2010. Tale Bilancio è stato predisposto dall'Emittente in via volontaria esclusivamente ai fini della predisposizione del Prospetto Informativo e dell'Offering Circular.

Nel presente Capitolo è inoltre riportato il documento “Conto economico consolidato Pro-forma relativo all’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009” dell’Emittente, assoggettato a esame da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 8 settembre 2010, con riferimento alla ragionevolezza delle ipotesi adottate per la redazione dello stesso, alla correttezza della metodologia utilizzata, nonché alla correttezza dei criteri di valutazione e dei principi contabili utilizzati. Il documento in questione è stato predisposto per rappresentare i potenziali effetti dell’acquisizione del 60% del capitale sociale di Ecyr (oggi Enel Green Power España), effettuata in data 22 marzo 2010 (cfr. Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto), e della patrimonializzazione dell’Emittente, effettuata in data 17 marzo 2010 (cfr. Sezione Prima, Capitolo 5, Paragrafo 5.1.5 del Prospetto).

Il presente Capitolo non include i bilanci di esercizio dell’Emittente, con riferimento a ciascuna delle date sopra indicate, in quanto il contenuto di tali bilanci non evidenzia informazioni aggiuntive rispetto a quelle riportate nei bilanci consolidati e aggregato.

20.1 Informazioni patrimoniali finanziarie ed economiche del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008

Di seguito si riportano le informazioni patrimoniali, finanziarie ed economiche consolidate e aggregate dell'Emittente rispettivamente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 2008. Le informazioni in oggetto sono state sostanzialmente derivate dal Bilancio Consolidato e dal Bilancio Aggregato (il Bilancio Consolidato e il Bilancio Aggregato sono di seguito congiuntamente definiti il "Bilancio"). Nel presente paragrafo sono inoltre riportati i criteri seguiti per la predisposizione dei suddetti bilanci.

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO E AGGREGATO

<i>(Milioni di euro)</i>	Note 20.1.1	2009	2008
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	.6.a	1.733	1.789
Altri ricavi	.6.b	44	18
	<i>Subtotale</i>	1.777	1.807
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	.7.a	206	178
Servizi	.7.b	275	261
Costo del personale	.7.c	172	149
Ammortamenti e perdite di valore	.7.d	416	418
Altri costi operativi	.7.e	60	65
Costi per lavori interni capitalizzati	.7.a -7.c	(25)	(18)
	<i>Subtotale</i>	1.104	1.053
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity	.8	118	(31)
Utile operativo		791	723
Proventi finanziari	.9	26	42
Oneri finanziari	.9	(161)	(275)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	.10	2	5
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE		658	495
Imposte	.11	219	(339)
UTILE DELL'ESERCIZIO		439	834
<i>Quota di pertinenza di Gruppo</i>		<i>418</i>	<i>810</i>
<i>Quota di pertinenza di Terzi</i>		<i>21</i>	<i>24</i>
<i>Utile per azione: base e diluito (in Euro)</i>	.27	<i>0,35</i>	<i>0,68</i>

**PROSPETTO DELL'UTILE CONSOLIDATO E AGGREGATO COMPLESSIVO RILEVATO
NELL'ESERCIZIO**

<i>(Milioni di euro)</i>	Note	2009	2008
	20.1.1		
Utile dell'esercizio rilevato a Conto economico		439	834
Altre componenti di conto economico complessivo:			
(Perdite)/Utili su derivati cash flow hedge		(36)	77
Perdite da differenze cambio da traduzione		(20)	(56)
(Perdita)/Utile dell'esercizio rilevata direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)	.25	(56)	21
Totale Utile rilevato nell'esercizio		383	855
Quota di pertinenza:			
- Gruppo		385	858
- Terzi		(2)	(3)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO E AGGREGATO

<i>(Milioni di euro)</i>			
ATTIVITÀ	Note	31.12.2009	31.12.2008
	20.1.1		
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	.12	7.200	6.755
Attività Immateriali	.13	259	224
Avviamento	.14	532	454
Attività per imposte anticipate	.15	121	68
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	.16	261	223
Attività finanziarie non correnti	.17	35	132
Altre attività non correnti	.18	34	6
		8.442	7.862
Attività correnti			
Rimanenze	.19	31	82
Crediti commerciali	.20	512	258
Crediti per imposte sul reddito	.21	18	15
Attività finanziarie correnti	.22	228	191
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	.23	144	163
Altre attività correnti	.24	119	141
		1.052	850
TOTALE ATTIVITÀ		9.494	8.712
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		31.12.2009	31.12.2008
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale	.25	600	600
Altre riserve	.25	1.366	604
Utile dell'esercizio di Gruppo		418	810
		2.384	2.014
Patrimonio netto di terzi	.26	180	182
<i>di cui utile dell'esercizio Terzi</i>		<i>21</i>	<i>24</i>
TOTALE PATRIMONIO NETTO		2.564	2.196
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	.28	1.131	875
TFR ed altri benefici ai dipendenti	.29	46	43
Fondo rischi ed oneri	.30	68	60
Passività per imposte differite	.15	182	195
Passività finanziarie non correnti	.31	22	15
Altre passività non correnti	.32	63	32
		1.512	1.220
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	.33	4.413	4.583
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	.28	115	107
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	.30	13	24
Debiti commerciali	.34	454	313
Debiti per imposte sul reddito	.35	207	57
Passività finanziarie correnti	.36	85	36
Altre passività correnti	.37	131	176
		5.418	5.296
TOTALE PASSIVITÀ		6.930	6.516
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		9.494	8.712

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(Milioni di euro)	Altre riserve					Totale Altre riserve	Patrimonio del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Altre riserve diverse (*)	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva di traduzione	Totale Altre riserve				
Al 1 Gennaio 2008	-	1.223	(1)	(66)	1.156	1.156	185	1.341	
Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	77	(29)	48	48	(27)	21	
Utile dell'esercizio	-	810	-	-	810	810	24	834	
Conto Economico complessivo	-	810	77	(29)	858	858	(3)	855	
Costituzione della Società	600	(600)	-	-	(600)	-	-	-	
Al 31 Dicembre 2008	600	1.433	76	(95)	1.414	2.014	182	2.196	

(*) La voce "Altre riserve diverse" include al 1 gennaio 2008 le riserve delle società e rami d'azienda oggetto di aggregazione, fatta eccezione per le riserve da valutazione strumenti finanziari CFH e la riserva di traduzione, che sono state evidenziate separatamente.

(Milioni di euro)	Altre riserve					Utile dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Altre riserve diverse	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva di traduzione	Totale Altre riserve				
Al 1 Gennaio 2009	600	1.433	76	(95)	1.414	-	2.014	182	2.196
Perdita rilevata direttamente a patrimonio netto	-	-	(36)	3	(33)	-	(33)	(23)	(56)
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	418	418	21	439
Conto economico complessivo	-	-	(36)	3	(33)	418	385	(2)	383
Acquisizioni da società sotto comune controllo	-	(15)	-	-	(15)	-	(15)	-	(15)
Al 31 Dicembre 2009	600	1.418	40	(92)	1.366	418	2.384	180	2.564

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO E AGGREGATO

<i>(Milioni di euro)</i>	Note 20.1.1	2009	2008
Utile dell'esercizio del Gruppo e di Terzi		439	834
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore	.7.d	416	418
Accantonamenti ai fondi rischi ed oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		23	27
Quota dei proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(2)	(5)
Oneri finanziari netti	.9	135	233
Imposte	.11	219	(339)
Minusvalenze/(Plusvalenze) e altri elementi non monetari		29	(30)
Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		1.259	1.138
Decremento fondi rischi e oneri		(22)	(13)
Decremento/(Incremento) di rimanenze		51	(52)
Incremento di crediti e debiti commerciali	.20-.34	(168)	(59)
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti		(69)	38
Pagamento TFR e altri benefici ai dipendenti		(6)	(2)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		8	11
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(79)	(71)
Imposte pagate		(77)	(637)
Flusso di cassa generato da attività operativa		897	353
Investimenti			
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	.12	(674)	(882)
Investimenti in attività immateriali	.13	(12)	(17)
Investimenti in Enel Green Power France, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	.4	(21)	-
Investimenti in società greche (*) e al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	.4	(18)	(22)
Altri investimenti minori in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(12)	-
Investimenti in società collegate	.16	(50)	(136)
Dismissioni			
Dismissioni di immobili, impianti e macchinari		23	3
(Incremento)/Decremento di attività finanziarie correnti e non correnti	.17-.22	(102)	56
Dividendi incassati da società collegate		14	-
Flusso di cassa assorbito da attività di investimento		(852)	(998)
Nuove accensioni di finanziamenti a lungo termine	.28	349	206
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	.28	(233)	(188)
(Rimborsi)/Incrementi di finanziamenti a breve	.33	(176)	604
Incremento di passività finanziarie correnti e non correnti	.31-36	-	23
Flusso di cassa assorbito da attività di finanziamento		(60)	645
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(4)	-
Decremento disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(19)	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	.23	163	163
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	.23	144	163

(*) Gli investimenti in società greche includono nel 2009 la società Aioliko Voskerou S.A. e le società acquisite nel 2009 per il progetto Elica I, in specifico International Wind of Rhodes AE, International Wind Achaia AE e Glafkos Hydroelectric AE e nel 2008 le società acquisite nel 2008 per il progetto Elica I, in specifico Wind Parks of Crete e Hydro Constructional.

20.1.1 Note di commento

20.1.1.1 Principi contabili e criteri di valutazione adottati per la predisposizione del Bilancio

Conformità agli IFRS/IAS

Il Bilancio è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standard – IAS* e *International Financial Reporting Standard – IFRS*) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla data di chiusura dell'esercizio, alle interpretazioni emesse, e in vigore alla stessa data, dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretation Committee* (SIC) (l'insieme di tutti i principi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU").

Metodologia di predisposizione del Bilancio Aggregato

Come precedentemente indicato le informazioni patrimoniali, finanziarie ed economiche relative all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 riportate nel presente capitolo sono state sostanzialmente estratte dal Bilancio Aggregato. Nello specifico occorre ricordare che Enel Green Power è stata costituita il 1° dicembre 2008, per effetto della scissione parziale di Enel Produzione, ed è risultata beneficiaria del ramo d'azienda comprendente la totalità degli impianti di produzione geotermici, eolici, fotovoltaici e di quelli idroelettrici non programmabili presenti in Italia nonché delle partecipazioni detenute da Enel Produzione nelle società LaGeo S.A. de C.V. (pari al 36,2%) e Geotermica Nicaraguense S.p.A. (pari al 60%), operanti nel settore delle fonti rinnovabili in America Latina e nella società Enel Green Power Portoscuso S.r.l. (già Portoscuso Energia S.r.l.).

Il processo di riorganizzazione delle energie rinnovabili del gruppo Enel è proseguito nell'esercizio 2009 con le seguenti operazioni:

- 1° gennaio 2009: acquisizione della partecipazione totalitaria detenuta da Enel in Enel.si;
- 1° gennaio 2009: acquisizione di Enel Green Power International B.V., che deteneva le partecipazioni del gruppo Enel operanti all'estero nel settore delle fonti rinnovabili;
- 30 ottobre 2009: acquisizione, da parte di Enel Green Power International B.V., del 100% del capitale sociale di Enel Ereli S.a.s. (oggi Enel Green Power France).

Ai fini della predisposizione del Bilancio Aggregato si è pertanto proceduto con l'aggregazione dei dati patrimoniali ed economici relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 delle attività e passività rientranti nel perimetro di operatività dell'Emittente a seguito del processo di riorganizzazione precedentemente descritto, e facenti parte del gruppo Enel nel corso del medesimo esercizio. In particolare, l'aggregazione in oggetto ha riguardato i) Enel Green Power International B.V., (ii) Enel.si S.r.l. e (iii) il ramo d'azienda relativo alla generazione di energia da fonti rinnovabili oggetto di scissione da parte di Enel Produzione S.p.A. che include le partecipazioni detenute nelle società LaGeo S.A. de CV, Geotermica Nicaraguense S.A. e Enel Green Power Portoscuso S.r.l. (il "Ramo d'Azienda"). Nella predisposizione del Bilancio Aggregato non si è tenuto conto della società Enel Green Power France, in quanto considerata non significativa nel suo complesso. Per quanto concerne il Ramo d'Azienda, l'allocation al bilancio aggregato dei costi e ricavi non direttamente attribuibili al suddetto ramo d'azienda è stata effettuata sulla base di parametri, di volta in volta identificati, che consentissero di meglio identificare la relativa quota di pertinenza. In particolare, con riferimento ai primi 11 mesi dell'esercizio 2008, e cioè quelli relativi al periodo precedente al trasferimento

del Ramo d'Azienda alla Società, sono state effettuate le seguenti operazioni necessarie alla predisposizione del Bilancio Aggregato, coerenti con la miglior prassi internazionale:

- per quanto riguarda i ricavi e costi indiretti di pertinenza del Gruppo per l'esercizio 2008 è stato fatto sostanzialmente riferimento alla capacità di produzione degli impianti trasferiti, fatta eccezione per i servizi centrali prestati da società del Gruppo Enel, per i quali sono stati sostanzialmente utilizzati i costi risultanti dai contratti stipulati nel corso del 2009;
- con riferimento agli strumenti derivati, sono stati allocati al Ramo d'Azienda gli effetti economici delle operazioni poste in essere a copertura della volatilità dei ricavi, sulla base della produzione effettiva generata;
- per quanto concerne crediti e debiti commerciali generati dalla gestione corrente, è stato assunto che gli stessi fossero liquidati immediatamente attraverso l'utilizzo del conto corrente intrattenuto con la capogruppo Enel;
- le imposte sul reddito del Ramo d'Azienda sono state determinate assumendo che lo stesso avesse dovuto determinare il proprio carico fiscale autonomamente, e, quindi, in maniera indipendente dal gruppo di appartenenza.

Uso di stime

La redazione del Bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, ha richiesto l'effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di Bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento del Bilancio. Le stime e le relative ipotesi utilizzate si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero pertanto 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 l'esercizio in corso. 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 esercizi futuri.

Si ritiene che alcuni principi contabili siano particolarmente significativi ai fini della comprensione del Bilancio; a tal fine, di seguito, sono indicate le principali voci del Bilancio interessate dall'uso delle predette stime contabili, nonché le principali assunzioni utilizzate dal *management* nel processo di valutazione delle predette voci del Bilancio, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali stime 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.

i) Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo gode di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio.

Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli delle spese 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, 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.

ii) 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.

Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito 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.

iii) Recupero futuro di imposte anticipate

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 benefici 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 il Gruppo non fosse in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

iv) 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 inoltre pendenti diverse vertenze in materia ambientale, connesse alla costruzione e all'esercizio di alcuni impianti di produzione.

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.

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel Green Power S.p.A. il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure soggette a controllo congiunto da parte di Enel Green Power S.p.A. e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano i dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel Green Power S.p.A. e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali la Società esercita un'influenza notevole. 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 benefici derivanti dalle loro attività. Nel valutare l'esistenza del controllo, si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili. I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui la controllante ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

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 e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto 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. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono rilevati nel Bilancio 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 impegnata 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.

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 passività, 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.

Nella seguente tabella sono riepilogati i valori delle società a controllo congiunto incluso nel Bilancio:

(Milioni di euro)	Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2009	2008
	Enel Union Fenosa Renovables (1)	Enel Union Fenosa Renovables (1)
Percentuale di consolidamento	50,0%	50,0%
Attività non correnti	759	541
Attività correnti	98	93
Passività non correnti	484	375
Passività correnti	192	181
Ricavi operativi	90	94
Costi operativi	59	51

(1) Include i valori relativi alle società su cui viene esercitato un controllo congiunto con altri soci.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle partecipate utilizzate per la predisposizione del Bilancio sono elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Società. 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 realizzate con società collegate e *joint ventures* 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 perdita 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 consolidato/aggregato.

Conversione delle situazioni contabili in valuta

Nel Bilancio i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel Green Power S.p.A..

Ai fini della predisposizione del Bilancio, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa dall'Euro 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 a conto economico al momento della cessione della partecipazione.

Aggregazioni di imprese

Tutte le aggregazioni di imprese sono 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 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 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 possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione di imprese 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.

Le operazioni di aggregazione di imprese in forza delle quali le società partecipanti sono definitivamente controllate da una medesima società o dalle medesime società sia prima, sia dopo l'operazione di aggregazione, e tale controllo non è transitorio, sono qualificate come operazioni "*under common control*". Tali operazioni sono espressamente non disciplinate dall'IFRS 3 né da altri IFRS-EU. In assenza di un principio contabile di riferimento il Gruppo, conformemente a quanto previsto dallo IAS 8, ha assunto quale criterio contabile per la rilevazione di tali operazioni quello di contabilizzare nell'ambito del Bilancio le entità acquisite in base ai valori contabili risultanti dal Bilancio della controllante Enel S.p.A. alla data del trasferimento. Laddove i valori di trasferimento risultino differenti rispetto a quelli iscritti nel Bilancio della controllante comune Enel S.p.A., la differenza è stornata rettificando il patrimonio netto.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari 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. 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 al punto "Fondi per rischi e oneri".

Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso o alla vendita, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include, per gli impianti la cui costruzione è iniziata successivamente al 1° gennaio 2009, gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di tali beni.

Qualora parti significative di immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad incremento del valore contabile dell'elemento a cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo affluiranno al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente.

Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la rispettiva 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 in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile (anni)
Impianti di produzione idroelettrica:	
Fabbricati ed opere civili	30-60
Impianti e macchinari:	
- Condotte forzate	40-50
- Macchinario meccanico ed elettrico	25-40
Impianti di produzione geotermoelettrica:	
Fabbricati ed 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 ed opere civili	30-60
Impianti e macchinari:	
- Torri	20-40
- Turbine e generatori	18-20
- Macchinario meccanico altro	20
Impianti di produzione solare:	
Fabbricati ed opere civili	20-25
Impianti e macchinari:	
- Macchinario meccanico altro	20

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

Beni in locazione finanziaria

Gli immobili, impianti e macchinari acquisiti mediante contratti di *leasing* finanziario, attraverso i quali sono sostanzialmente trasferiti sul Gruppo tutti i rischi e i benefici 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 allo 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 benefici 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*.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo in Italia includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alla concessione prevalentemente riferibili alle derivazioni di acque. La scadenza della concessione di grandi derivazioni di

acqua degli impianti idroelettrici è fissata al 2029. Gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili sono pertanto calcolati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene. A tali date, salvo rinnovo delle concessioni, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, dovranno essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Il Gruppo ritiene che i piani di manutenzione ordinaria garantiscano il mantenimento degli impianti in condizioni di regolare funzionamento fino alla data di scadenza delle concessioni e pertanto non è stato rilevato alcun accantonamento.

Attività immateriali

Le attività immateriali sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso. 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.

L'avviamento, derivante dall'acquisizione di società controllate, collegate o *joint ventures*, 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 nella Nota 20.1.1.14. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

Perdite di valore delle attività

Gli immobili, impianti e macchinari e le attività immateriali sono analizzate, almeno una volta all'anno, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore; nel caso esista un'indicazione di perdita di valore si procede alla stima del loro valore recuperabile.

Il valore recuperabile dell'avviamento e delle attività immateriali con vita indefinita, quando presenti, nonché quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso è invece stimato almeno annualmente.

Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi accessori di vendita, e il relativo valore d'uso.

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.

Una perdita di valore è riconosciuta nel Conto economico qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa *cash generating unit* a cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile.

Le perdite di valore di *cash generating unit* sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.

Una perdita di valore di un'attività viene ripristinata quando vi è un'indicazione che la perdita di valore si sia ridotta o non esista più o quando vi è stato un cambiamento nelle valutazioni utilizzate per determinare il valore recuperabile; diversamente, una perdita di valore rilevata sull'avviamento non viene mai ripristinata negli esercizi successivi.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo. 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.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie valutate al fair value con imputazione al Conto economico

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione e i titoli di debito designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale.

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo *fair value*. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni successive del *fair value* sono rilevati a Conto economico.

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.

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

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.

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 alla data di regolamento e valutate inizialmente al *fair value* al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso d'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, rispetti i limiti previsti dallo IAS 39.

Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli elementi coperti o transazioni future altamente probabili (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'elemento coperto.

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 contabilizzazione 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 derivatives*) che devono essere 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, essi sono valutati al *fair value*.

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie vengono eliminate dal bilancio quando il diritto di ricevere i flussi di cassa si è estinto o il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici relativi allo strumento stesso o il relativo controllo.

Le passività finanziarie vengono rimosse dallo stato patrimoniale quando l'obbligazione è stata adempiuta, cancellata ovvero è scaduta.

Benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e relativa a programmi a benefici definiti o altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa, iscritta al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei

benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento. La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Gli utili o le perdite attuariali cumulati al termine dell'esercizio precedente, superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefici definiti e il *fair value* delle attività a servizio del piano, sono rilevati nel conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. In caso contrario, essi non sono rilevati.

Qualora vi sia un impegno 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 benefici 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.

Fondi per rischi e oneri

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una 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 sia 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'ammontare 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 a cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce.

Le variazioni di stima sono riflesse nel conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, ad eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento, rimozione e bonifica che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultano da una variazione 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 ad incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività possa non essere interamente recuperato; in tal caso si verifica l'esistenza di una riduzione di valore dell'attività stimandone l'ammontare non recuperabile, e si rileva la perdita a conto economico conseguente a tale riduzione di valore.

Se le variazioni di stima sono portate a riduzione dell'attività, tale decremento è rilevato contabilmente in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile; la parte eccedente viene rilevata 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 previste per l'ottenimento degli stessi ed il loro valore è stimabile in maniera attendibile.

I contributi ricevuti, sia a fronte di specifiche spese che a fronte di specifici beni il cui valore è iscritto tra gli immobili, impianti e macchinari e tra le attività immateriali, sono accreditati a conto economico lungo il periodo in cui si rilevano i costi a essi correlati.

Gli incentivi relativi ai Certificati Verdi, rilevati “a consuntivo” nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 2008, si riferiscono ai quantitativi di energia prodotti nel periodo rilevanti ai fini dell’assegnazione dei Certificati Verdi e sono valorizzati sulla base del valore di riferimento, calcolato come media ponderata degli scambi avvenuti nei tre anni precedenti (indipendentemente dall’anno di riferimento); tale valore rappresenta il valore di ritiro da parte del GSE dei certificati 2009 e 2008 secondo quanto previsto dal Decreto 18 dicembre 2008.

Gli incentivi per CIP 6 si riferiscono ai quantitativi di energia prodotta dagli impianti incentivati ai sensi del Provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi CIP 6/92 e successive modifiche e integrazioni.

Ricavi

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati al *fair value* del corrispettivo ricevuto o spettante e sono iscritti sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e benefici significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all’acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;
- i ricavi per vendita 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, unicamente per l’Italia, dei dati scambiati da Enel Produzione S.p.A., intestataria del contratto di dispacciamento, con il GME e con il GSE (sulla base del contratto di mandato);
- 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.

Proventi e oneri finanziari

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza ed includono, sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo, le variazioni di *fair value* degli strumenti finanziari rilevati al *fair value* a conto economico e le variazioni di *fair value* dei derivati connessi ad operazioni finanziarie.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere 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.

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell’esercizio sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alla vigente normativa fiscale.

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 rivergerà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.

L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata 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 dell'esercizio. Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate anch'esse a patrimonio netto.

Utile per azione

L'utile base per azione è calcolato dividendo il risultato economico del Gruppo per la media ponderata delle azioni ordinarie in circolazione durante l'esercizio, escludendo le azioni proprie.

In merito al calcolo dell'utile diluito per azione, si fa presente che il Gruppo non ha emesso diritti che potenzialmente avrebbero effetto diluitivo. Pertanto, il valore dell'utile per azione diluito corrisponde a quello base.

20.1.1.2 Principi contabili di recente emanazione

Principi di prima adozione e applicabili

Il Gruppo ha adottato i seguenti principi contabili internazionali ed interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2009:

- *“Revisione dello IAS 1 – Presentazione del bilancio”*: il Gruppo ha optato per la presentazione dell’“Utile consolidato complessivo rilevato nell’esercizio” in due prospetti separati. Lo IAS 1 rivisto, inoltre, ha eliminato l’opzione di poter presentare nelle note di commento le informazioni relative alle variazioni delle voci di patrimonio netto e delle operazioni con i possessori di capitale, richiedendo la predisposizione di un apposito prospetto di bilancio. Il Gruppo ha optato per la presentazione dell’“Utile consolidato complessivo rilevato nell’esercizio” in due prospetti separati.
- *“Revisione dello IAS 23 – Oneri finanziari”*.
- *“Modifiche allo IAS 32 e allo IAS 1 – Strumenti finanziari con opzione a vendere e obbligazioni in caso di liquidazione”*.
- *“Modifiche allo IAS 39 e all’IFRS 7 – Riclassificazione delle attività finanziarie – data di entrata in vigore e disposizioni transitorie”*: l’applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti per il Gruppo.
- *“Modifiche all’IFRIC 9 – Rideterminazione del valore dei derivati incorporati” e “Modifiche allo IAS 39 – Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione”*: l’applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti per il Gruppo.
- *“Modifiche all’IFRS 2 – Pagamenti basati su azioni”*: l’applicazione, su base retroattiva, di tali emendamenti non ha comportato impatti per il Gruppo.
- *“Modifiche all’IFRS 4 – Contratti assicurativi” e “Modifiche all’IFRS 7 – Strumenti finanziari: Informazioni integrative”*: l’applicazione, su base prospettica, di tali modifiche non ha comportato impatti per il Gruppo.
- *“IFRS 8 – Settori operativi”*: l’adozione, su base prospettica, di tale nuovo principio non ha comportato impatti significativi per il Gruppo.

- “*IFRIC 13 – Programmi di fidelizzazione della clientela*”: l’applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti per il Gruppo.
- “*IFRIC 14 IAS 19 – Il limite relativo ad una attività a servizio di un piano a benefici definiti, le previsioni di contribuzione minima e la loro interazione*”: l’applicazione di tale interpretazione non ha comportato impatti significativi per il Gruppo.
- “*Miglioramenti agli International Financial Reporting Standards*”: comprendono una serie di modifiche a singoli principi inerenti la presentazione, rilevazione e misurazione delle poste di bilancio, nonché variazioni terminologiche o editoriali che non comportano impatti contabili.

Principi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso dell’esercizio 2009 ha omologato i seguenti nuovi principi e interpretazioni non ancora applicabili al Bilancio:

- “*Revisione dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato*”: il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall’applicazione delle predette modifiche.
- “*Modifiche allo IAS 39 – Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione: Elementi qualificabili per la copertura*”: il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall’applicazione delle predette modifiche.
- “*Modifiche allo IAS 32 – Strumenti finanziari: Esposizione nel bilancio*”: il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall’applicazione delle predette modifiche.
- “*Revisione dell’IFRS 3 – Aggregazioni aziendali*”.
- “*IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione*”.
- “*IFRIC 15 – Accordi per la costruzione di immobili*”: il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall’applicazione della nuova interpretazione.
- “*IFRIC 16 – Coperture di un investimento netto in una gestione estera*”: la nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009.
- “*IFRIC 17 – Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide*”: la nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 ottobre 2009.
- “*IFRIC 18 – Cessioni di attività da parte della clientela*”: il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall’applicazione della nuova interpretazione.

Nel corso del 2009 l’*International Accounting Standard Board* (IASB) e l’*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi principi ed interpretazioni che, al 31 dicembre 2009, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Di seguito se ne riportano i principali:

- “*Amendments to IFRS 2 – Group cash-settled share-based payment transactions*”, emesso a giugno 2009: le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2010 o successivamente.
- “*IFRS 9 – Financial Instruments*”: il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013 o successivamente.

- “*Revised IAS 24 – Related party disclosures*”: la nuova versione dello IAS 24 sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.
- “*Amendments to IFRIC 14 – Prepayments of a Minimum Funding Requirement*”: le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.
- “*IFRIC 19 – Extinguishing financial liabilities with equity instruments*”: l’interpretazione sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2010 o successivamente.

20.1.1.3 Gestione dei rischi finanziari

Le attività del Gruppo sono esposte a diverse tipologie di rischio: rischio mercato (inclusi i rischi di prezzo, di cambio e di tasso d’interesse), rischio credito e rischio liquidità. La strategia di *risk management* del Gruppo è finalizzata a minimizzare potenziali effetti negativi sulle *performance* finanziarie del Gruppo. Alcune tipologie di rischio sono mitigate tramite il ricorso a strumenti derivati.

La gestione del rischio è centralizzata nella funzione di tesoreria che identifica, valuta ed effettua le coperture dei rischi finanziari in stretta collaborazione con le unità operative del Gruppo. La funzione di tesoreria fornisce indicazioni per monitorare la gestione dei rischi, così come fornisce indicazioni per specifiche aree, riguardanti rischio tasso di interesse, il rischio cambio e l’utilizzo di strumenti derivati e non derivati.

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

Rischio mercato

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

Il rischio di tasso di interesse è connesso alla variabilità degli oneri finanziari del debito a lungo termine.

Il rischio di tasso di cambio deriva dalla presenza di finanziamenti denominati in valuta estera, nonché dalla presenza, nell’ambito dell’attività di vendita a termine dell’energia in Italia di coperture indicizzate al prezzo delle commodity energetiche denominate in dollari statunitensi.

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 è Enel Trade S.p.A., mentre per le operazioni in derivati su tasso di interesse e di cambio è la Controllante Enel S.p.A..

Il Gruppo non stipula contratti derivati ai fini speculativi.

Le operazioni in derivati possono essere designate come di *Cash Flow Hedge* (CFH) o *Fair Value Hedge* (FVH), 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 il capitale di riferimento sulla base del quale sono scambiati i flussi; 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.

Rischio tasso di interesse

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 contratti di *interest rate swap* e *interest rate option*. 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; i contratti di *interest rate option* prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti (c.d. *strike*), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un capitale nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. *cap*) o il tasso minimo (c.d. *floor*) al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura. È possibile inoltre effettuare strategie di copertura tramite combinazioni di opzioni (c.d. *collar*), che consentono di fissare contemporaneamente il tasso minimo ed il tasso massimo; in tal caso, i valori soglia possono essere generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. *zero cost collar*).

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 2009 risultano in essere contratti *interest rate swap* per un ammontare nozionale complessivo di 368 milioni di euro (273 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e *interest rate option* per un ammontare nozionale complessivo di 47 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Nelle seguenti tabelle vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2009 e 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse con evidenza della tipologia contrattuale e del trattamento contabile adottato.

	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
(Milioni di euro)			Al 31 Dicembre 2009	
Derivati cash flow hedge	374	(21)	-	(21)
<i>Interest rate swap</i>	365	(21)	-	(21)
<i>Interest rate option</i>	9	-	-	-
Derivati trading	41	(1)	-	(1)
<i>Interest rate swap</i>	3	-	-	-
<i>Interest rate option</i>	38	(1)	-	(1)
Totale interest rate swap	368	(21)	-	(21)
Totale interest rate option	47	(1)	-	(1)
Totale derivati su tassi di interesse	415	(22)	-	(22)

	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
<i>(Milioni di euro)</i>				
		Al 31 Dicembre 2008		
Derivati cash flow hedge	268	(15)	-	(15)
Interest rate swap	267	(15)	-	(15)
Interest rate option	1	-	-	-
Derivati trading	57	-	-	-
Interest rate swap	6	-	-	-
Interest rate option	51	-	-	-
Totale interest rate swap	273	(15)	-	(15)
Totale interest rate option	52	-	-	-
Totale derivati su tassi di interesse	325	(15)	-	(15)

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati al 31 dicembre 2009 e 2008.

<i>(Milioni di euro)</i>	Fair value Al 31 Dicembre 2009	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
		2010	2011	2012	2013	2014	Oltre
Derivati cash flow hedge							
Derivati attivi (fair value positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(22)	(11)	(6)	(4)	(2)	(1)	2

<i>(Milioni di euro)</i>	Fair value Al 31 Dicembre 2008	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
		2009	2010	2011	2012	2013	Oltre
Derivati cash flow hedge							
Derivati attivi (fair value positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(15)	-	(8)	(3)	(2)	(1)	(1)

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

In base all'analisi dell'indebitamento del Gruppo, si rileva che l'indebitamento a lungo termine è per il 72% indicizzato a tasso variabile (72% al 31 dicembre 2008); le operazioni in derivati di copertura designate di *cash flow hedge* riducono tale esposizione al 44% (45% al 31 dicembre 2008). Considerando ai fini del rapporto di copertura anche 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*, tale percentuale si attesta al 41% (40% al 31 dicembre 2008).

Se i tassi di interesse al 31 dicembre 2009 fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 206 mila euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *CFH* (100 mila euro al 31 dicembre 2008). Alla stessa data, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 206 mila

euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di CFH (100 mila euro al 31 dicembre 2008).

L'impatto negativo (positivo) in termini di maggiori (minori) oneri finanziari annui rivenienti dall'ammontare non coperto del debito a lungo termine è stimabile in circa 50 mila euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009. L'impatto negativo (positivo) in termini di maggiori (minori) oneri finanziari annui rivenienti dall'impatto di una pari variazione dei tassi dall'ammontare non coperto del debito a medio lungo termine è stimabile in circa 43 mila di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, Enel Green Power stipula con Enel S.p.A. contratti *forward* allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dall'Euro, tipicamente dollari statunitensi. La scadenza dei contratti *forward* in essere non eccede i 12 mesi.

Al 31 dicembre 2009 risultano in essere contratti *forward* per un ammontare nozionale complessivo di 47 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2008). I contratti *forward* in essere al 31 dicembre 2009 sono utilizzati per coprire gestionalmente il rischio cambio connesso alle vendite di energia e a flussi finanziari relativi a finanziamenti.

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
			Al 31 Dicembre 2009	
Derivati trading	47	-	-	-
<i>Forward</i>	47	-	-	-
Totale derivati su tassi di cambio	47	-	-	-

Al 31 dicembre 2009, i Forward in essere sono tutti classificati di trading. Il Nozionale asset è pari a 26 milioni di euro (FV pari a 0), mentre il Nozionale liability è pari a 21 milioni di euro (FV pari a 0).

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2008, il nozionale e il fair value dei contratti derivati, esclusivamente Forward, su tasso di cambio con evidenza del trattamento contabile adottato.

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
			Al 31 Dicembre 2008	
Derivati cash flow hedge	31	3	3	-
<i>Forward</i>	31	3	3	-
Derivati trading	148	(5)	1	(6)
<i>Forward</i>	148	(5)	1	(6)
Totale forward	179	(2)	4	(6)
Totale derivati su tassi di cambio	179	(2)	4	(6)

Al 31 dicembre 2008, relativamente ai derivati di CFH, si segnala che i relativi flussi di cassa positivi sono attesi per 3 milioni di euro nel 2009 e per 1 milione di euro nel 2010; i Derivati di trading sono invece tutti in scadenza nell'esercizio 2009.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 29% (35% al al 31 dicembre 2008) dell'indebitamento a lungo termine è espresso in valute diverse dall'Euro, quasi interamente riferibile

ad indebitamento denominato nella valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrica della posizione debitoria e quindi non hanno impatti sul conto economico del Gruppo.

Al 31 dicembre 2008, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 4 milioni di euro a seguito del decremento del fair value dei derivati su cambi di cash flow hedge. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 4 milioni di euro a seguito dell'incremento del fair value dei derivati su cambi di cash flow hedge.

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 energia a prezzo variabile (vendite in Borsa).

Per contenere tale esposizione in Italia il Gruppo ricorre 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 Unico Nazionale (PUN) superi il prezzo strike, e a favore del Gruppo nel caso contrario. Per tali contratti non è previsto un premio fisso. I CFD a due vie sono stati stipulati dal Gruppo con Enel Trade S.p.A..

Il fair value al 31 dicembre 2009 di tali contratti è determinato utilizzando le quotazioni forward dell'energia elettrica tenuto conto dell'aumentata liquidità del mercato di riferimento.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite sulla Borsa non coperte da CFD a due vie, è valutata e gestita in funzione di una stima dell'andamento dei costi di generazione in Italia. Le posizioni residue così determinate sono aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso altre operazioni di copertura, in particolare swap.

Nelle tabelle seguenti vengono forniti il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2009 e 2008.

	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
(Milioni di euro)			Al 31 Dicembre 2009	
Derivati cash flow hedge	507	84	85	(1)
<i>Contratti per differenza a due vie</i>	450	73	73	-
<i>Altri derivati su energia</i>	57	11	12	(1)
Derivati trading	5	-	-	-
<i>Altri derivati su energia</i>	5	-	-	-
Totale derivati su commodity	512	84	85	(1)

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale	Fair value	Fair value	
			Attività	Passività
Al 31 Dicembre 2008				
Derivati cash flow hedge	981	131	133	(2)
<i>Contratti per differenza a due vie</i>	806	133	133	-
<i>Altri derivati su energia</i>	175	(2)	-	(2)
Derivati trading	123	42	43	(1)
<i>Contratti per differenza a due vie</i>	4	(1)	-	(1)
<i>Altri derivati su energia</i>	119	43	43	-
Totale derivati su commodity	1.104	173	176	(3)

Si evidenzia di seguito la stratificazione dei flussi di cassa al 31 dicembre 2009.

<i>(Milioni di euro)</i>	Fair value	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
		Al 31 Dicembre 2009	2010	2011	2012	2013	2014
Derivati cash flow hedge							
Derivati attivi <i>(fair value positivo)</i>	85	74	2	2	1	1	5
Derivati passivi <i>(fair value negativo)</i>	(1)	(1)	-	-	-	-	-

Si evidenzia di seguito la stratificazione dei flussi di cassa al 31 dicembre 2008.

<i>(Milioni di euro)</i>	Fair value	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
		Al 31 Dicembre 2008	2009	2010	2011	2012	2013
Derivati cash flow hedge							
Derivati attivi (fair value positivo)	133	82	51	-	-	-	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(2)	1	-	-	-	-	(1)
Derivati trading							
Derivati attivi (fair value positivo)	43	43	-	-	-	-	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(1)	(1)	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	173	125	51	-	-	-	(1)

Si precisa che Enel Green Power analizza i contratti di compravendita di energia elettrica conclusi, al fine di individuare se gli stessi si qualificano come un contratto derivato da valutare ai sensi dello IAS 39 o se 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 evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2009 (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	110	73	35
Altri derivati su energia	13	11	6

Nella seguente tabella sono evidenziati il fair value dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2008 (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%
Fair value CFD a due vie di cash flow hedge	230	133	74
Fair value CFD a due vie di <i>trading</i>	-	(1)	(1)
Fair value altri derivati energia di <i>trading</i>	48	43	39

Rischio di credito

Enel Green Power è caratterizzata, in Italia, da significative concentrazioni del rischio del credito verso entità del Gruppo Enel e, solo in via residuale, impegna linee di credito commerciali verso controparti esterne, rappresentate essenzialmente dal GSE, società correlata. All'estero, non presenta invece significative concentrazioni del rischio di credito e impegna linee di credito commerciali verso selezionate controparti esterne, considerate solvibili dal mercato.

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, cui si aggiungono gli strumenti finanziari derivati con fair value positivo.

Al 31 dicembre 2009 l'esposizione massima al rischio di credito ammonta a 811 milioni di euro (588 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è così composta:

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008
Crediti finanziari e titoli a m/l termine	18	14
Attività finanziarie non correnti	17	118
Altre attività non correnti	36	7
Crediti commerciali	512	258
Crediti finanziari e titoli a breve termine	153	62
Altre attività finanziarie correnti	75	129
Totale	811	588

Rischio di liquidità

La volatilità del mercato dei capitali può ostacolare o impedire Enel Green Power dall'ottenere i finanziamenti necessari a condurre le proprie attività industriali.

Nel finanziamento dei propri piani di sviluppo, su specifici progetti d'investimento laddove non possa sopperire con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione, Enel Green Power gode di agevole accesso al

mercato del credito, potendo cogliere di volta in volta le migliori opportunità offerte dal sistema bancario. La capacità di accesso al mercato del credito per Enel Green Power è pertanto correlata a quella del Gruppo Enel, recentemente confermata dal successo ottenuto nelle diverse emissioni obbligazionarie nel corso dell'esercizio, nonostante la crisi dei mercati finanziari.

Parallelamente usufruisce, attraverso la sua Controllante Enel S.p.A. o attraverso Enel Finance International S.A., della capacità della Tesoreria centralizzata a livello del Gruppo Enel di assicurare la necessaria provvista, nonché l'ottimale gestione delle eventuali eccedenze di liquidità. Per garantire i piani di sviluppo della società, si è ricorso a una pluralità di fonti di finanziamento fra Parti Correlate (che coprono il 78% circa del fabbisogno), ma anche verso Terze Parti (circa 22%), talvolta dietro rilascio di garanzia diretta o indiretta di Enel S.p.A.. Al 31 dicembre 2009 Enel Green Power dispone complessivamente di circa 5.836 milioni di committed credit lines (utilizzate per 4.437 milioni), nonché Euro 216 milioni di cash o cash equivalent.

20.1.1.4 Area di consolidamento

Le principali operazioni di acquisizione avvenute nel corso degli esercizi 2009 e 2008 sono dettagliate nel seguito.

Aggregazioni aziendali sotto comune controllo

In data 1 gennaio 2009 Enel Green Power S.p.A. ha acquistato il 100% del capitale sociale di Enel Green Power International B.V. da Enel Investment Holding B.V., società controllata da Enel S.p.A., per un prezzo pari a 1.690 milioni di euro. Alla stessa data è stata acquistata anche il 100% del capitale sociale della società Enel.si S.r.l. da parte di Enel S.p.A. per un corrispettivo pari a 9 milioni di euro. Entrambi i corrispettivi sono stati pagati attraverso un finanziamento intersocietario a breve con Enel S.p.A..

Enel Green Power International B.V. è una *holding* finanziaria operante nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili in Nord e Sud America e Europa, mentre Enel.si S.r.l. opera nel settore dell'offerta di servizi, prodotti e soluzioni integrate chiavi in mano per il risparmio e l'efficienza energetica nonché nella realizzazione e vendita a terzi in Italia.

Nel mese di Ottobre 2009, Enel Green Power International B.V. ha acquistato da Enel France S.A.S., società controllata da Enel S.p.A., il 100% del capitale sociale di Enel Erelis S.A.S. per un corrispettivo pari a 28 milioni di euro. Enel Erelis S.A.S. opera nella produzione di energia da fonte eolica in Francia.

La seguente tabella dà evidenza dell'attivo netto acquistato di Enel Green Power International B.V., Enel.si S.r.l. ed Enel Erelis S.A.S. il 1° gennaio 2009.

<i>(Milioni di euro)</i>	Valori contabili acquistati		
	Enel Green Power International B.V.	Enel.si S.r.l.	Enel Erelis S.A.S.
Immobili, impianti e macchinari	2.007	2	136
Attività immateriali	223	-	3
Avviamento	453	-	26
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	133	-	-
Crediti commerciali	80	72	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	162	1	7
Altre attività finanziarie e operative	267	87	3
Totale attività	3.323	162	175
Finanziamenti a lungo termine	(684)	-	(141)
Finanziamenti a breve termine	(195)	(38)	-
Debiti commerciali	(139)	(98)	(19)
Altre passività finanziarie e operative	(433)	(17)	(2)
Totale passività	(1.451)	(153)	(162)
Patrimonio netto di terzi	(182)	-	-
Totale attività nette acquisite	1.690	9	13
Valore dell'operazione	1.690	9	28
Decremento di patrimonio netto	-	-	(15)
Corrispettivo dell'acquisizione Enel Erelis S.A.S.			28
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisite			(7)
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione			21

Acquisizioni da terzi

Tra il 22 Aprile 2009 e il 23 Giugno 2009 la controllata Enel Green Power International B.V. ha acquistato il 100% del capitale sociale di International Wind Rhodes S.A., International Wind Achaia S.A. e Glafkos Hydroelectric A.E. (insieme "Acquisizioni 2009 Progetto Elica I") per un corrispettivo complessivo pari a 79 milioni di euro. Nel secondo semestre del 2009 il fair value delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte in essere alla data dell'acquisizione è stato determinato in via definitiva.

In ultimo, si segnala che nel corso del 2009 è stata completata la procedura di determinazione dei valori di mercato delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte con riferimento alle acquisizioni effettuate nel 2008 di International Wind Parks of Crete A.E. e Hydro Constructional A.E. (Acquisizioni 2008 Progetto Elica I).

Le acquisizioni 2008 e 2009 Progetto Elica I si riferiscono a società operanti nel settore della generazione di energia da fonte eolica in Grecia.

La tabella seguente riporta la determinazione dell'avviamento di International Wind Rhodes S.A., International Wind Achaia S.A. e Glafkos Hydroelectric A.E. (Acquisizioni 2009 Progetto Elica I) e di International Wind Parks of Crete A.E. e Hydro Constructional A.E. (Acquisizioni 2008 Progetto Elica I) e dei relativi flussi di cassa utilizzati.

<i>(Milioni di euro)</i>	Acquisizioni 2008 e 2009 Progetto Elica I			<i>di cui</i>	<i>Acquisizioni 2009</i>
	Valore contabile acquisito	Rettifiche fair value	Fair value		Fair value
Immobili, impianti e macchinari	68	1	69		49
Attività immateriali	1	23	24		20
Avviamento	-	-	-		-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-		-
Crediti commerciali	-	-	-		6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1	-	1		1
Altre attività finanziarie e operative	11	-	11		4
Totale attività	81	24	105		82
Finanziamenti a lungo termine	(47)	-	(47)		(29)
Finanziamenti a breve termine	-	-	-		(11)
Debiti commerciali	(5)	-	(5)		(2)
Altre passività finanziarie e operative	(7)	(5)	(12)		(8)
Totale passività	(59)	(5)	(64)		(52)
Patrimonio netto di terzi	-	-	-		-
Totale attività nette acquisite	22	19	41		30
Avviamento	-	-	49		49
Valore dell'operazione			89		79
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisite			(1)		-
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione			88		79
<i>di cui pagato nel 2008</i>					66
<i>di cui pagato nel 2009</i>					13

In data 30 Dicembre 2009 Enel Green Power International B.V. ha acquistato il 100% del capitale sociale di Ailiko Voskerou S.A., società operante nel settore eolico, per un corrispettivo complessivo pari a 5 milioni di euro. La determinazione dei fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione è stata effettuata su base provvisoria, poiché, alla data di redazione del bilancio 31 dicembre 2009, non erano ancora finalizzati alcuni processi valutativi.

Con riferimento all'acquisizione della partecipazione Aioliko Voskerou S.A., la seguente tabella evidenzia le attività e passività acquisite, il valore provvisorio dell'avviamento identificato e i flussi di cassa utilizzati.

<i>(Milioni di euro)</i>	Aioliko Voskerou S.A. Valore contabile acquisito
Immobili, impianti e macchinari	7
Totale attività	7
Finanziamenti a lungo termine	(4)
Altre passività finanziarie e operative	(2)
Totale passività	(6)
Totale attività nette acquisite	1
Valore dell'operazione e flusso di cassa utilizzato	5
Avviamento	4

20.1.1.5 Informativa per settore operativo

I criteri per identificare i settori d'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, nella seguente tabella sono stati identificati i settori operativi nei quali il Gruppo opera sia in Italia che all'estero e gli indicatori utilizzati dal *management* del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori al e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>						
Esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	Italia	Resto d'Europa	Centro e Sud America	Nord America	Elisioni e Rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	1.248	123	262	144	-	1.777
Ricavi intersettoriali	17	-	-	-	(17)	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	-	-	-	-	118
Margine operativo lordo	884	77	156	90	-	1.207
Ammortamenti e perdite di valore	306	38	31	41	-	416
Utile operativo	578	39	125	49	-	791
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(133)
Imposte						219
Utile dell'esercizio						439
Attività operative	5.298	1.165	855	857	(20)	8.155
Passività operative	472	164	53	47	(20)	716
Investimenti (al lordo contributi)	344	256	108	36	-	744

(Milioni di euro)

Esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008

	Italia	Resto d'Europa	Centro e Sud America	Nord America	Elisioni e Rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	1.304	118	279	106	-	1.807
Ricavi intersettoriali	-	-	-	-	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(31)	-	-	-	-	(31)
Margine operativo lordo	830	78	169	64	-	1.141
Ammortamenti e perdite di valore	336	30	25	27	-	418
Utile operativo	497	46	143	37	-	723
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						5
Imposte						(339)
UTILE DELL'ESERCIZIO						834
Attività operative	5.078	732	760	924	(27)	7.467
Passività operative	303	154	113	61	(26)	605
Investimenti (al lordo contributi)	387	193	30	289	-	899

I proventi e oneri finanziari sono esposti su base netta, in quanto il *management* rivede i valori netti al fine di valutare la *performance* del singolo settore operativo e di assumere decisioni in merito all'allocazione delle risorse di settore.

La seguente tabella rappresenta la riconciliazione tra attività e passività per aree geografiche e quelle esposte nello schema di stato patrimoniale al 31 dicembre 2009 e 2008:

(Milioni di euro)

	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008
Totale attività	9.494	8.712
- avviamento	532	453
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	261	223
- attività finanziarie non correnti	35	132
- attività finanziarie correnti	228	191
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	144	163
- attività per imposte anticipate	121	68
- crediti per imposte sul reddito	18	15
Attività operativa	8.155	7.467
Totale passività	6.930	6.516
- finanziamenti*	5.659	5.565
- passività finanziarie non correnti	22	15
- passività finanziarie correnti	85	36
- TFR ed altri benefici ai dipendenti	59	43
- passività per imposte differite	182	195
- debiti per imposte sul reddito	207	57
Passività operativa	716	605

* Finanziamenti a lungo termine

Finanziamenti a breve termine

Quote corrente dei finanziamenti a lungo termine

Con riferimento alla struttura organizzativa del Gruppo, si segnala che in data 8 marzo 2010, il Gruppo si è dotato di una nuova struttura che prevede, tra l'altro, la riorganizzazione delle aree geografiche in:

- Italia ed Europa;
- Iberia e America Latina;
- Nord America; e
- Enel.si.

Per un'analisi dei nuovi settori operativi del Gruppo a seguito della suddetta modifica della struttura organizzativa, si veda quanto dettagliatamente riportato nella Nota 20.1.1.42 – Modifica alla struttura organizzativa.

INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

20.1.1.6 Ricavi

20.1.1.6.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – 1.733 milioni di euro (1.789 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		
	2009	2008
Energia	1.508	1.585
- di cui Gruppo Enel	172	148
Altre vendite e prestazioni	225	204
- di cui Gruppo Enel	58	51
Totale	1.733	1.789

I ricavi per vendita "Energia" per l'esercizio chiuso 31 dicembre 2009 si riferiscono per 1.323 milioni di euro alla vendita di energia (1.418 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008), per 9 milioni di euro al trasporto energia e per 176 milioni di euro a certificati verdi ed altri incentivi (162 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, tenuto anche conto di conguagli relativi ad anni precedenti). La quota di ricavi in oggetto riferibile al Gruppo Enel è sostanzialmente relativa alla vendita di Energia attraverso contratti bilaterali e alla vendita di Certificati verdi.

Le "Altre vendite e prestazioni" si riferiscono principalmente alla vendita diretta e indiretta di materiale fotovoltaico e alla realizzazione di impianti fotovoltaici (114 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 84 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008) e ai benefici derivanti dagli accordi di "Tax partnership" (42 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009). La quota di altre vendite e prestazioni riferibile al Gruppo Enel è sostanzialmente relativa alla vendita di certificati bianchi ad Enel Distribuzione S.p.A. (48 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 13 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008) ed ai lavori in corso su ordinazione (41 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008).

20.1.1.6.b Altri ricavi – 44 milioni di euro (18 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Gli "Altri ricavi" si riferiscono a servizi e prestazioni accessorie fornite, tra cui la cessione a terzi dell'acqua dalle centrali per fini diversi dalla produzione di energia elettrica (irrigazione) e la cessione di energia

termica (9 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 7 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008), e a contributi riconosciuti al Gruppo a fronte di specifici accordi (13 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009).

20.1.1.7 Costi

20.1.1.7.a Materie prime e materiali di consumo – 206 milioni di euro (178 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		
	2009	2008
Materiali	157	120
Energia elettrica	37	45
Combustibili e gas	12	13
Totale	206	178
<i>- di cui capitalizzati</i>	<i>6</i>	<i>1</i>

I costi per acquisto di “Materiali” si riferiscono principalmente al materiale impiegato nella gestione e manutenzione degli impianti (12 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009) e agli acquisti di materiale fotovoltaico da parte di Enel.si per la rivendita (78 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009).

I costi per acquisto di “Energia elettrica” si riferiscono all'energia acquistata per il funzionamento dei servizi ausiliari di centrale, direttamente o indirettamente connessi alla produzione di energia elettrica, ai servizi di illuminazione e di forza motrice e all'energia elettrica acquistata a Panama nell'ambito del contratto di vendita di energia (26 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 35 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008).

I costi per acquisto di “Combustibili e gas” si riferiscono agli impianti di cogenerazione delle società spagnole (Cooling Heating and Power).

20.1.1.7.b Servizi – 275 milioni di euro (261 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		
	2009	2008
Manutenzioni e riparazioni	53	35
Costi per godimento beni di terzi	42	47
<i>-di cui Gruppo Enel</i>	<i>5</i>	<i>1</i>
Costi di trasmissione	21	22
Altri costi per servizi	159	157
<i>-di cui Gruppo Enel</i>	<i>76</i>	<i>91</i>
Totale	275	261

I “Costi per godimento beni di terzi” (42 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 47 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008) si riferiscono principalmente a canoni di

derivazione acque come canoni demaniali, sovraccanoni bacini imbriferi montani (BIM) e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico.

Gli “Altri costi per servizi” nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 accolgono principalmente i costi generali indirettamente connessi alla produzione in parte regolati da contratti con il Gruppo Enel, il cui contenuto è descritto nella successiva Nota 20.1.1.39, i corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche e consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale (26 milioni di euro), premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi (12 milioni di euro), i costi per servizi connessi al personale, principalmente spese di viaggio e trasferte (9 milioni di euro) e fee e corrispettivi per il diritto di utilizzo di capacità di trasporto a GME S.p.A. (8 milioni di euro).

Gli “Altri costi per servizi” nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 si riferiscono, per 106 milioni di euro, a servizi ricevuti dalle società operanti sul mercato nazionale e, per 51 milioni di euro, a servizi ricevuti dalle società operanti sul mercato estero.

In particolare, i servizi ricevuti da società del gruppo Enel si riferiscono:

- ai contratti stipulati con Enel relativi alle management fee, al service fee, al marchio e alla comunicazione (41 milioni di euro);
- ai contratti stipulati con la società di servizi del Gruppo Enel, Enel Servizi S.r.l., relativi al service amministrativo, ai servizi informatici, al global service e ad altri servizi (22 milioni di euro);
- ai contratti stipulati con Enel Produzione S.p.A. per i servizi di energy management (20 milioni di euro);
- ai contratti stipulati con altre società del Gruppo (8 milioni di euro).

20.1.1.7.c Costo del personale – 172 milioni di euro (149 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>	2009	2008
Salari e stipendi	121	115
Oneri sociali	30	26
TFR ed altri benefici ai dipendenti	4	9
Altri costi	17	(1)
Totale	172	149
<i>- di cui capitalizzati</i>	<i>19</i>	<i>17</i>

La voce “TFR ed altri benefici ai dipendenti”, pari a 4 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 (9 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008), è relativa, per 3 milioni di euro, a benefici pensionistici e, per la parte residua, ad altri benefici come descritto nella nota relativa al “Trattamento Fine Rapporto”.

Gli “Altri costi”, pari a 17 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, si riferiscono principalmente agli oneri per incentivi all’esodo del personale. Nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 gli “Altri costi” includono il rilascio del fondo esodo incentivato.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza del personale dipendente al 31 dicembre 2009:

Consistenza finale al 31 Dicembre 2009	
Dirigenti	64
Quadri	358
Impiegati	1.209
Operai	1.054
Totale	2.685

20.1.1.7.d Ammortamenti e perdite di valore – 416 milioni di euro (418 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		
	2009	2008
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	396	378
Ammortamento attività immateriali	17	12
Perdite di valore	3	28
Totale	416	418

La voce “Perdite di valore”, pari a 3 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, si riferisce alla svalutazione di altri crediti; nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 tale voce si riferisce principalmente all'impairment dell'impianto di Serrazzano.

20.1.1.7.e Altri costi operativi – 60 milioni di euro (65 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		
	2009	2008
Imposte e tasse	19	19
Contributi	26	14
Altri oneri diversi di gestione	15	32
Totale	60	65

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” si riferisce principalmente agli accantonamenti netti ai fondi per rischi ed oneri relativi, nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, prevalentemente al fondo vertenze, alla gestione degli impianti di produzione e ai possibili contenziosi fiscali (24 milioni di euro). Tale voce, nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, accoglie inoltre minusvalenze derivanti dalla dismissione anticipata di immobili (8 milioni di euro).

20.1.1.8 Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity – 118 milioni di euro ((31) milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

<i>(Milioni di euro)</i>		2009
Proventi realizzati su derivati:		168
di trading – non copertura su prezzo commodity		34
CFH – copertura prezzo commodity		134
Rettifiche di proventi da valutazione a.p. per partite chiuse nell'anno su derivati:		(44)
di trading – non copertura su cambio commodity		(1)
di trading – non copertura su prezzo commodity		(43)
Totale proventi da gestione rischio commodity		124

<i>(Milioni di euro)</i>		2009
Oneri realizzati su derivati di trading e non copertura su prezzo commodity:		(12)
di trading – non copertura su cambio commodity		(6)
CFH – copertura prezzo commodity		(6)
Rettifiche di oneri da valutazione a.p. per partite chiuse nell'anno:		6
di trading – non copertura su cambio commodity		5
di trading – non copertura su prezzo commodity		1
Totale oneri da gestione rischio commodity		(6)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		2008
Oneri Realizzati su contratti chiusi nell'esercizio		(69)
- di cui Gruppo Enel		(22)
Proventi da valutazione		38
Totale oneri netti da gestione rischio commodity		(31)

I "Proventi netti da gestione rischio commodity" si riferiscono per 156 milioni di euro a proventi netti realizzati su contratti derivati su commodity chiusi al 31 dicembre 2009, per 38 milioni di euro a oneri netti per rettifiche di proventi da valutazione relativi ad anni precedenti.

I contratti sono tutti posti in essere con la società del Gruppo Enel, Enel Trade S.p.A., per la parte relative alla commodity, e con Enel, per la copertura del rischio connesso alla differenza cambi, in quanto i contratti di copertura con Enel Trade S.p.A. sono stipulati in dollari.

20.1.1.9 Oneri finanziari netti – (135) milioni di euro ((233) milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		
	2009	2008
Differenze positive di cambio	13	29
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	7	12
Proventi da strumenti finanziari derivati	5	1
Altri proventi finanziari	1	-
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	26	42
- di cui Gruppo Enel	5	2
Interessi e altri oneri da passività finanziarie	138	251
- finanziamenti a lungo termine	54	68
- finanziamenti a breve termine	80	181
- oneri finanziari su benefici a dipendenti	2	2
- oneri finanziari su contratti di leasing	2	-
Differenze negative di cambio	16	23
Oneri da strumenti finanziari derivati	7	1
TOTALE ONERI FINANZIARI	161	275
- di cui Gruppo Enel	90	183
ONERI FINANZIARI NETTI	(135)	(233)

La voce “Interessi e altri oneri da passività finanziarie: finanziamenti a breve termine” si riferisce prevalentemente agli interessi maturati sul conto corrente intersocietari in essere con la controllante Enel.

20.1.1.10 Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 2 milioni di euro (5 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		
	2009	2008
Proventi da partecipazioni in società collegate	10	12
Oneri da partecipazioni in società collegate	(8)	(7)
Totale	2	5

I “Proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto” includono principalmente gli effetti dei risultati positivi ottenuti dalla partecipata La Geo (9 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 10 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008) e di quelli negativi di Trade Wind Energy L.L.C. per 6 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 (l’effetto negativo delle società dell’Area Nord America risulta pari a 4 milioni di euro nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2008).

20.1.1.11 Imposte – 219 milioni di euro ((339) milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>		
	2009	2008
Imposte correnti	245	168
Imposta sostitutiva	-	532
Imposte differite (anticipate)	(26)	(1.039)
Totale	219	(339)

Le imposte della capogruppo nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono state determinate applicando le aliquote in vigore per l'anno di imposta 2009 (27,5% per l'IRES e 4,07% per l'IRAP) e comprendono l'effetto dell'applicazione dell'addizionale IRES (6,5%, la c.d. "Robin Tax").

Le imposte dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 beneficiano degli effetti netti (522 milioni di euro) derivanti dall'adeguamento della fiscalità differita conseguente al riallineamento delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali della capogruppo (legge n.244/07), al netto degli oneri per la relativa imposta sostitutiva. Le imposte dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 stimate sulle società estere sono pari inoltre a 50 milioni di euro.

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

<i>(Milioni di euro)</i>				
	2009		2008	
<i>Utile prima delle imposte</i>	658		495	
Imposte teoriche	181	27,5%	136	27,5%
Effetto imposta sostitutiva	-	0,0%	(522)	(105,5%)
Effetto aliquote locali	(22)	(3,3%)	1	0,2%
Effetto Robin Tax	34	5,2%	17	3,4%
Differenze permanenti e partite minori	1	0,2%	(4)	(0,8%)
Differenze su stime anni precedenti	(5)	(0,8%)	-	0,0%
IRAP	30	4,6%	33	6,7%
TOTALE	219	33,3%	(339)	(68,5%)

INFORMAZIONI SULLO STATO PATRIMONIALE**Attività non correnti****20.1.1.12 Immobili, impianti e macchinari – 7.200 milioni di euro (6.755 milioni di euro al 31 dicembre 2008)**

Il dettaglio e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari relativo agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 sono i seguenti:

(Milioni di euro)

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altri beni	Attività materiali in corso ed acconti	Totale
Costo storico	1.107	7.443	128	564	9.242
Fondo ammortamento	(229)	(2.734)	(71)	-	(3.034)
Consistenza al 1 Gennaio 2008	878	4.709	57	564	6.208
Differenze cambio	(2)	44	3	11	56
Investimenti	7	155	18	702	882
Variazione perimetro di aggregazione	2	5	-	9	16
Ammortamento	(26)	(348)	(4)	-	(378)
Perdite di valore	-	(28)	-	-	(28)
Dismissioni, passaggi in esercizio e altri movimenti	22	459	(16)	(466)	(1)
Totale variazioni	3	287	1	256	547
Costo storico	1.141	8.065	130	820	10.156
Fondo ammortamento	(260)	(3.069)	(72)	-	(3.401)
Consistenza al 31 Dicembre 2008	881	4.996	58	820	6.755
Investimenti	18	209	20	441	688
Passaggi in esercizio	17	250	14	(281)	-
Ammortamenti	(26)	(365)	(5)	-	(396)
Variazione Perimetro di Consolidamento	15	87	7	103	212
Differenze cambio	4	(20)	(1)	(4)	(21)
Dismissioni e altri movimenti	22	(36)	(4)	(20)	(38)
Totale variazioni	50	125	31	239	445
Costo storico	1.232	8.533	171	1.059	10.995
Fondo ammortamento	(301)	(3.412)	(82)	-	(3.795)
Consistenza al 31 Dicembre 2009	931	5.121	89	1.059	7.200

La voce “Terreni e fabbricati” si riferisce per 34 milioni di euro a terreni (32 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e per il residuo ammontare a fabbricati.

La voce “Impianti e macchinari” include beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di 783 milioni di euro (815 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La voce “Altri beni” al 31 dicembre 2009 include beni in leasing finanziario per un importo pari a 20 milioni di Euro.

Le “Variazioni del perimetro di consolidamento” si riferiscono principalmente alle seguenti operazioni realizzate nel corso del 2009:

- acquisto di parchi eolici in Grecia (56 milioni di euro, al netto di contributi concessi pari a 2 milioni)
- acquisto di parchi eolici in Francia (136 milioni di euro)
- acquisto di parchi eolici in Spagna (12 milioni di euro).

Le “Variazioni del perimetro di aggregazione” si riferiscono all’acquisizione di due parchi eolici in Grecia.

Nella seguente tabella sono esposti i pagamenti minimi futuri dovuti per il leasing e il relativo valore attuale al 31 dicembre 2009.

(Milioni di euro)

	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
2010	2	1
2011-2015	11	6
Oltre 2015	20	13
Totale	33	20
- di cui oneri finanziari	13	

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del 2009 e 2008:

(Milioni di euro)

	2009	2008
Investimenti		
<i>Idroelettrici</i>	123	83
<i>Geotermici</i>	151	237
<i>Eolici</i>	400	540
<i>Altro</i>	14	22
TOTALE	688	882

Si evidenzia che il valore degli investimenti in Nord America, pari a 36 milioni di euro nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, del settore geotermico è stato iscritto al netto dei contributi ricevuti, che ammontano a 44 milioni di euro.

20.1.1.13 Attività immateriali – 259 milioni di euro (224 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 2008 sono i seguenti:

<i>(Milioni di euro)</i>			
	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre immobilizzazioni immateriali e contratti di vendita	Totale
Costo storico	115	109	224
Fondo ammortamento	(12)	(27)	(39)
Consistenza al 1 Gennaio 2008	103	82	185
Investimenti	14	3	17
Ammortamenti	(5)	(7)	(12)
Differenze Cambio	(8)	5	(3)
Altri movimenti	(3)	40	37
Totale variazioni	(2)	41	39
Costo storico	117	160	277
Fondo ammortamento	(18)	(35)	(53)
Consistenza al 31 Dicembre 2008	99	125	224
Investimenti	6	6	12
Ammortamenti	(6)	(11)	(17)
Variazione Perimetro di Consolidamento	4	20	24
Differenze cambio	11	(3)	8
Altri movimenti	0	8	8
Totale variazioni	15	20	35
Costo storico	140	183	323
Fondo ammortamento	(26)	(38)	(64)
Consistenza al 31 Dicembre 2009	114	145	259

Al 31 dicembre 2009 la voce “Concessioni, licenze, marchi e diritti simili” accoglie principalmente il valore dei diritti di sfruttamento dell'acqua delle centrali idroelettriche in America Latina (pari a 75 milioni di euro al 31 dicembre 2009 e Euro 68 milioni al 31 dicembre 2008) e in Nord America (diritti FERC, per 3 milioni di euro al 31 dicembre 2008), del diritto alla produzione di energia elettrica da fonte mini-idroelettrica e i diritti di connessione alle reti di distribuzione in Spagna (pari a 33 milioni di euro al 31 dicembre 2009 e 28 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le “Altre immobilizzazioni immateriali e contratti di vendita” al 31 dicembre 2009 includono principalmente la valorizzazione dei contratti di vendita dell'energia (Power Purchase Agreement).

Gli investimenti dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 ammontano a 12 milioni di euro e si riferiscono principalmente all'acquisto di software e di licenze sviluppo software.

La voce “Variazione Perimetro di consolidamento” al 31 dicembre 2009 è principalmente riconducibile alla valorizzazione dei contratti di vendita dell'energia in essere con Hellenic Transmission System Operator (HTSO), effettuata a seguito del completamento della procedura di valutazione delle attività a passività delle società greche acquistate nel corso dell'esercizio 2008 (vedi nota Nota 20.1.1.4 – “Area di consolidamento”).

Le altre attività immateriali al 31 dicembre 2008 si riferiscono principalmente alla valorizzazione dei contratti di vendita dell'energia (Power Purchase Agreement) in Nord America (70 milioni di euro), in America Latina (15 milioni di euro) ed in Grecia (33 milioni di euro).

20.1.1.14 Avviamento – 532 milioni di euro (454 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Il dettaglio e la movimentazione dell'avviamento nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 e 2008 sono i seguenti:

(Milioni di euro)

	Al 1 Gennaio 2009	Acquisizioni 2009	Differenze cambio	Altri movimenti	Al 31 Dicembre 2009
Inelec S.de R.L.de C.V.	89	-	(4)	-	85
Americas Generation Corporation	95	-	8	-	103
Enel Latin America L.L.C.	62	-	(11)	-	51
Renovables de Guatemala S.A.	-	14	-	-	14
Enel Union Fenosa Renovables S.A.	87	2	-	1	90
Perimetro Elica (*)	37	53	-	(16)	74
Enel Green Power Portoscuso S.r.l. (già Portoscuso Energia S.r.l.)	1	-	-	-	1
Enel Green Power Romania (già Blue Line Impex S.r.l.)	1	4	-	-	5
Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	-	-	-	3	3
Enel Erelis S.A.S.	-	28	-	(2)	26
Enel North America Inc.	82	-	(2)	-	80
TOTALE	454	101	(9)	(14)	532

(*) Il "Perimetro ELICA" corrisponde al totale dell'avviamento attribuibile alle società greche: International Wind Parks of Thrace, Wind Park of Thrace S.A., International Wind of Crete S.A., International Wind of Achaia S.A., International Wind of Rhodes S.A., Glafkos Hydroelectrical Station S.A., Aioliko Voskerou S.A. e Hydro Constructional A.E..

(Milioni di euro)

	Al 1 Gennaio 2008	Acquisizioni 2008	Differenze cambio	Altri movimenti	Al 31 Dicembre 2008
Inelec	100	-	4	(15)	89
Americas Generation Corporation	90	-	5	-	95
Enel Latin America L.L.C.	59	-	3	-	62
Enel Union Fenosa Renovables	85	-	-	2	87
Perimetro Elica (*)	42	16	-	(21)	37
Portoscuso Energia S.r.l.	-	1	-	-	1
Blue Line Impex	1	-	-	-	1
Enel North America	77	-	5	-	82
TOTALE	454	17	17	(34)	454

(*) Il "Perimetro Elica" corrisponde al totale dell'avviamento attribuibile alle società greche: International Wind Park of Thrace, Wind Park of Thrace, International Wind Parks of Crete, International Wind Power e Hydro Constructional.

Le "Acquisizioni 2009" includono 14 milioni di euro relativi alla rilevazione del diritto di opzione per l'acquisto della quota detenuta dalla Simest (8,8%) nella Renovables de Guatemala. La Capogruppo si è impegnata infatti ad acquistare dalla Simest l'intera quota di partecipazione azionaria alla data del 30 giugno 2017 (l'esercizio del diritto di tale opzione, riconosciuto reciprocamente a titolo gratuito, potrà effettuarsi a far data dal 30 giugno 2015); per le variazioni rimanenti si rinvia a quanto riportato al paragrafo "Area di consolidamento- acquisizioni da Terzi". Le "Acquisizioni 2008" sono sostanzialmente riferibili all'iscrizione dell'avviamento provvisorio relativo all'acquisizione delle società International Wind Parks of Crete and Hydro Constructional.

La voce "Differenze di cambio" include l'adeguamento dell'effetto cambi dell'avviamento delle società con valuta differente dall'Euro.

Gli “Altri movimenti” includono al 31 dicembre 2009 16 milioni di euro relativi all’allocazione definitiva del prezzo di acquisizione delle società greche acquistate nel corso dell’esercizio 2008 (International Wind Parks of Crete A.E. e Hydro Constructional A.E.). Tale voce al 31 dicembre 2008 include essenzialmente le variazioni dovute alla finalizzazione, avvenuta nel corso dell’esercizio 2008, dell’allocazione del costo delle partecipazioni relativamente a International Wind Power, International Wind Parks of Thrace, Wind Park of Thrace e Inelec.

Come precedentemente indicato, l’avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma a verifica volta a individuare eventuali perdite di valore (impairment test) con cadenza annuale o più frequentemente, qualora si verificassero specifici eventi o circostanze che possano far presumere una perdita di valore. Ai fini di tale verifica l’avviamento è allocato a unità generatrice dei flussi finanziari (“cash generating unit” o “CGU”) o a gruppi di CGU nel rispetto del vincolo massimo di aggregazione che non può superare il settore operativo ai sensi dell’IFRS 8. In particolare, i criteri adottati per l’identificazione delle CGU ai quali allocare l’avviamento si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del management, essenzialmente sulle caratteristiche specifiche 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 a carattere tecnico-gestionale, nonché sul livello di reportistica monitorata dal management.

Nella tabella di seguito riportata sono indicate, tra l’altro, le CGU alle quali è stato allocato l’avviamento, con indicazione dei relativi valori. L’eventuale riduzione di valore dell’avviamento viene rilevata nel caso in cui il valore recuperabile dell’avviamento risulti inferiore al suo valore di iscrizione in bilancio.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata attraverso l’utilizzo dei modelli Discounted Cash Flow basati sostanzialmente sui futuri flussi di cassa attesi e un appropriato tasso di attualizzazione. Nella circostanza, i flussi di cassa sono stati determinati sulla base del piano industriale 2010 – 2014. In particolare, tali previsioni sono state elaborate sulla base delle seguenti principali assunzioni: i) il *load factor* è stato stimato in relazione ad ogni singolo impianto operativo o in fase di sviluppo in base all’idraulicità media degli ultimi 35 anni (impianti idroelettrici), ai dati storici degli ultimi 40 anni (impianti geotermici) e alle misurazioni degli ultimi 12-24 mesi (impianti eolici e solari); ii) il ricavo medio unitario è stato stimato sulla base degli incentivi riconosciuti per le differenti tecnologie e sugli scenari relativi ai prezzi di mercato dell’energia elettrica, effettuando assunzioni su fattori che sono al di fuori dell’influenza del management, con riferimento in particolare alle quotazioni Brent (prezzo del petrolio al barile) ed al tasso di cambio Dollaro-Euro; tali assunzioni sono basate su pubblicazioni delle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali e dei principali enti di ricerca economica. Per l’attualizzazione di tali flussi è stato considerato un periodo esplicito coerente con i suddetti dati previsionali, ovvero con la vita utile media degli asset, ovvero con la durata delle concessioni. Nei casi in cui non è stato possibile stimare in modo attendibile i flussi di cassa per l’intero orizzonte temporale di vita degli asset, si è calcolato un valore residuo come *perpetuity, annuity o salvation value*, assumendo un tasso di crescita coerente con le aspettative di crescita dei relativi Paesi (Area Europa e Nord America inferiori rispetto all’Area America Latina). Il valore d’uso degli avviamenti determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio. È stata inoltre effettuata un’analisi di sensitività volta a verificare gli eventuali effetti sul valore recuperabile dell’avviamento connessi a una variazione del tasso di attualizzazione (+/- 100 *basis point*) e del tasso di crescita (+/- 100 *basis point*) utilizzato nella determinazione dei valori terminali. Da tale analisi è emerso che una variazione dei suddetti parametri nella misura sopra indicata determinerebbe una riduzione assolutamente non significativa della voce avviamento iscritta in bilancio.

Nella seguente tabella sono indicate le CGU alle quali è stato assegnato l'avviamento al 31 dicembre, incluso il relativo valore, e i principali parametri utilizzati per la determinazione del valore recuperabile degli avviamenti:

	Al 31 Dicembre 2009	Tax rate (2009)	Tasso di crescita	Tasso di sconto WACC [5]	Periodo esplicito flussi di cassa (anni)	Terminal value	Anno inizio Rendita perpetua	Anno termine Rendita perpetua/ Rendita annua
Inelec S.de R.L.de C.V.	85	28,0%	2,5%	8,0%	5	Perpetuity	6	-
Americas Generation Corporation	103	30,0%	2,5%	7,8%	5	Perpetuity	6	-
Enel Latin America L.L.C.	51	26,5%	2,5%	7,8%	5	Annuity	6	29
		[1]						
Renovables de Guatemala S.A.	14	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enel Union Fenosa Renovables S.A.	90	5,9%	2,0%	5,9%	10	Annuity	11	15
Perimetro Elica (*)	74	25,0%	2,0%	6,1%	vita utile [3]	Salvation Value/ Perpetuity [4]	-	-
Enel Green Power Portoscuso S.r.l. (già Portoscuso Energia S.r.l.)	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enel Green Power Romania (già Blue Line Impex S.r.l.)	5	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enel Erelis S.A.S.	26	33,3%	2,0%	5,8%	6	Annuity	7	16
Enel North America Inc.	80	35,0%	2,0%	5,9%	5	Annuity	6	25
TOTALE	532							

[1] Media Paesi.

[2] Non soggetti ad *Impairment test*.

[3] 20 anni da COD per eolico; 10 anni Business plan per idro.

[4] Salvation value pari a 25% capex iniziale inflazionato fino a termine vita utile per eolico; rendita perpetua per idro.

[5] Il WACC rappresenta la media ponderata del costo delle forme di finanziamento dell'impresa.

Con riferimento alle acquisizioni perfezionate nel corso del 2009 per le quali il processo di valutazione delle attività e passività acquisite risulta essere ancora in corso alla data di approvazione del presente bilancio, il relativo avviamento risulta iscritto in via provvisoria (vedi nota Nota 20.1.1.4 – “Area di consolidamento”).

20.1.1.15 Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – 121 milioni di euro – (182) milioni di euro (68 milioni di euro – (195) milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle “Attività per imposte anticipate” e delle “Passività per imposte differite” relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l’ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le imposte differite.

(Milioni di euro)

	Al 1 Gennaio 2009	Incr/(Decr) con imputazione a conto economico	Variazione area di consolidamento	Quota direttamente attribuita a patrimonio netto	Altri movimenti ed effetto cambi	Al 31 Dicembre 2009
Attività per imposte anticipate:						
- differenze di valore su immobilizzazioni e attività finanziarie	8	-	-	-	18	26
- accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	29	26	-	-	1	56
- valutazione strumenti finanziari	4	-	-	-	1	5
- Tax Credit (Nord America)	20	2	-	-	-	22
- altre partite	7	-	3	-	2	12
Totale	68	28	3	-	22	121
Passività per imposte differite:						
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	109	3	3	-	4	119
- valutazione strumenti finanziari	51	-	-	(25)	-	26
- altre partite	35	(1)	4	-	(1)	37
Totale	195	2	7	(25)	3	182
Attività per imposte anticipate/ (Passività per imposte differite) nette compensabili	(49)					(39)
Attività per imposte anticipate non compensabili	15					84
Passività per imposte differite non compensabili	93					106

La “Variazione area di consolidamento” incide sulle attività anticipate per 3 milioni di euro e sulle passività differite per 7 milioni di euro. L’effetto cambi, incluso nella voce “Altri movimenti ed effetto cambi”, è negativo per 1 milione di euro sul saldo delle attività per imposte anticipate e negativo per 3 milioni di euro sul saldo delle passività per imposte differite.

(Milioni di euro)

	Al 1 Gennaio 2008	Incrementi/ (Decrementi)con imputazione a Conto Economico	Quota direttamente attribuita a patrimonio netto	Altri movimenti ed effetto cambi	Al 31 Dicembre 2008
Attività per imposte anticipate:					
- differenze di valore su immobilizzazioni e attività finanziarie	1	8	-	(1)	8
- accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	28	(1)	-	2	29
- valutazione strumenti finanziari	-	4	-	-	4
- Tax credit (Nord America)	20	-	-	-	20
- altre partite	3	-	-	4	7
Totale	52	11	-	5	68
Passività per imposte differite:					
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	1.139	(1.031)	-	1	109
- valutazione strumenti finanziari	-	-	50	1	51
- altre partite	9	3	-	23	35
Totale	1.148	(1.028)	50	25	195

20.1.1.16 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 261 milioni di euro (223 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 31 dicembre 2009 e 2008 sono le seguenti:

(Milioni di euro)	Al 1 Gennaio 2009				Al 31 Dicembre 2009		
	Valore	Quota %	Acquisizioni/ Aumenti di capitale	Altre variazioni	Impatto a conto economico	Valore	Quota %
La Geo S.A. de C.V.	91	36,2%	-	(14)	9	86	36,2%
Geronimo Wind Energy L.L.C.	-	-	13	-	-	13	25%
Trade Wind Energy L.L.C.	1	42%	26	-	(6)	21	42%
Elica II (*)	122	30%	11	-	-	133	30%
Altre minori	9	-	-	-	(1)	8	-
TOTALE	223		50	(14)	2	261	

(*) Per il dettaglio al 30 giugno 2010 delle 52 società partecipate, tutte al 30%, che hanno sede in Grecia si rinvia al Capitolo XX, Paragrafo 20.2.2.

Di seguito si riporta una descrizione delle principali voci:

- partecipazione nella società La Geo S.A. de C.V. per lo sviluppo dei progetti geotermici in El Salvador pari a 86 milioni di euro che si movimenta a seguito dell’erogazione dei dividendi (pari a 14 milioni di euro) e della quota dell’utile dell’esercizio (pari a 9 milioni di euro);
- partecipazione nella società Geronimo Wind Energy L.L.C., acquisita nel corso dell’esercizio 2009 per un valore di 13 milioni di euro;

- partecipazione nella società Trade Wind Energy L.L.C. per un totale di 21 milioni di euro al 31 dicembre 2009, che si è movimentata a seguito dell'aumento di capitale sottoscritto per la quota di competenza pari a 26 milioni di euro e della quota della perdita dell'esercizio pari 6 milioni di euro;
- partecipazioni nelle collegate "Elica II", pari a 133 milioni di euro al 31 dicembre 2009, relative all'acquisizione del 30% di una serie di progetti eolici, denominati Elica II con una capacità fino a 1.400 MW, localizzati nelle zone più ventose della Grecia, principalmente in Tracia, nel Peloponneso e in Eubea; nel corso dell'esercizio è stato sottoscritto un aumento di capitale pari a 11 milioni di euro.

(Milioni di euro)	Al 1 Gennaio 2008				Al 31 Dicembre 2008			
	Valore	Quota %	Acquisizioni/ Aumenti di capitale	Altre variazioni	Impatto a conto economico	Valore	Quota %	
La Geo S.A. de CV	67	28,4%	14	-	10	91	36,2%	
Tradewind Energy L.L.C.	5	42%	-	-	(4)	1	42%	
Elica II (*)	-	-	122	-	-	122	30%	
Altre minori	15		-	(5)	(1)	9		
TOTALE	87		136	(5)	5	223		

(*) Per il dettaglio al 30 giugno 2010 delle 52 società partecipate che hanno sede in Grecia si rinvia al Capitolo XX Paragrafo 20.2.2

Di seguito si riporta una descrizione delle principali voci:

- partecipazione nella società La Geo S.A. de C.V. per lo sviluppo dei progetti geotermici in El Salvador pari a 91 milioni;
- partecipazioni nelle società del perimetro Elica II relative al corrispettivo pagato per l'acquisizione del 30% di una serie di progetti eolici, denominati Elica II con una capacità fino a 1.400 MW, localizzati nelle zone più ventose della Grecia, principalmente in Tracia, nel Peloponneso e in Eubea; l'accordo con Damco Energy (Gruppo Copelouzou) e International Constructional (Gruppo Samaras) prevede inoltre il diritto di portare la quota di Enel Green Power progressivamente all'80%.

Per le principali partecipazioni in imprese collegate vengono inoltre forniti i dati economici e patrimoniali relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 nelle tabelle allegate di seguito.

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2009		Esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	
	Attività	Passività	Ricavi	Utili (perdite)
La Geo S.A. de C.V.	295	24	95	39
Geronimo Wind Energy L.L.C.	5	-	-	(3)
Trade Wind Energy L.L.C.	47	27	2	(17)
Elica II (*)	10	1	-	-

(*) Per il dettaglio al 30 giugno 2010 delle 52 società partecipate che hanno sede in Grecia si rinvia al Capitolo XX Paragrafo 20.2.2

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2008		Esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	
	Attività	Passività	Ricavi	Utili (perdite)
La Geo S.A. de C.V.	299	47	77	29
Tradewind Energy L.L.C.	16	7	11	(4)

20.1.1.17 Attività finanziarie non correnti – 35 milioni di euro (132 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

(Milioni di euro)

	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Crediti finanziari a lungo termine verso terzi	17	14	3
Contratti derivati	10	51	(41)
Altre attività finanziarie	8	67	(59)
TOTALE	35	132	(97)

La voce “Crediti finanziari a lungo termine verso Terzi” accoglie al 31 dicembre 2009 depositi cauzionali, pari a 6 milioni di euro, e l’anticipo erogato a SoWiTec GmbH in ottemperanza al “project development agreement” stipulato con la stessa per lo sviluppo di parchi eolici in Brasile, pari a 10 milioni di euro.

I “Contratti derivati” classificati nelle attività finanziarie non correnti si riferiscono ai derivati di cash flow hedge relativi ai contratti per differenza a due vie in essere con la società del gruppo Enel S.p.A., Enel Trade S.p.A. ed accoglie il fair value dei contratti derivati in essere alla data di bilancio. Nella seguente tabella è riportato il valore nozionale e il “fair value” dei derivati in essere suddivisi per tipologia di contratto e per designazione al 31 dicembre 2009 e 2008:

(Milioni di euro)

	Nozionale		Fair value	
	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008
Derivati cash flow hedge	38	244	10	51
Commodity	38	244	10	51
Totale derivati	38	244	10	51

Nelle tabelle che seguono sono riepilogati rispettivamente i saldi del fair value al 31 dicembre 2009 e 2008, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dall’IFRS 7.

(Milioni di euro)

	Al 31 Dicembre 2009	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	10	-	10	-
Totale	10	-	10	-

(Milioni di euro)

	Al 31 Dicembre 2008	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	51	-	51	-
Totale	51	-	51	-

Le altre attività finanziarie al 31 dicembre 2008 accolgono sostanzialmente:

- gli acconti per acquisto di partecipazioni nelle società greche, International Wind Rhodes (13 milioni di euro), International Wind Achaia (14 milioni di euro) e Glafkos Hydroelectric (7 milioni di euro);

- le partecipazioni nelle società International Wind Parks of Rhodes (12 milioni di euro per una partecipazione del 6,54%), International Wind Parks of Achaia (13 milioni di euro per una partecipazione del 15%) e Glafkos Hydroelectric (7 milioni di euro per una partecipazione del 8,08%).

20.1.1.18 Altre Attività non correnti – 34 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>			
	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Crediti tributari	11	-	11
Depositi cauzionali attivi di natura operativa	3	2	1
Contributi da incassare	16	-	16
Altri crediti diversi	4	4	-
TOTALE	34	6	28

La voce “Contributi da incassare” al 31 dicembre 2009 include il credito maturato verso lo Stato Greco per contributi approvati, ma non ancora liquidati dallo stesso.

Attività correnti

20.1.1.19 Rimanenze – 31 milioni di euro (82 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Le “Rimanenze” presentano un saldo al 31 dicembre 2009 pari a 31 milioni di euro e accolgono principalmente il valore del magazzino geotermico (11 milioni di euro) e dei certificati bianchi (9 milioni di euro).

Le “Rimanenze” al 31 dicembre 2008 presentano un saldo di 82 milioni relativo alle giacenze di materiali destinati alle attività di manutenzione, funzionamento e costruzione di impianti (16 milioni di euro), ai moduli fotovoltaici per l’installazione diretta o la vendita ai franchisee (34 milioni di euro) ed il valore dei certificati bianchi (32 milioni di euro).

20.1.1.20 Crediti commerciali – 512 milioni di euro (258 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>			
	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Vendita e trasporto energia elettrica	433	194	239
<i>di cui Gruppo Enel</i>	<i>204</i>	<i>120</i>	<i>84</i>
Crediti per lavori in corso su ordinazione	-	13	(13)
Altri crediti	79	51	28
Totale	512	258	254

L’incremento della voce “Vendita e trasporto energia elettrica”, pari a 239 milioni di euro, riflette principalmente l’andamento dei crediti della Capogruppo Enel Green Power S.p.A. che ha avviato la propria attività operativa il 1° dicembre 2008; pertanto, i crediti commerciali in essere al 31 dicembre 2008 si riferivano esclusivamente ad un mese di attività (al 31 dicembre 2008 risultavano crediti per vendita di

energia della capogruppo Enel Green Power S.p.A. per 106 milioni di euro e crediti delle società controllate per 88 milioni di euro), mentre al 31 dicembre 2009 tale voce include posizioni creditorie relative sia al mese di dicembre, sia ai periodi antecedenti, in linea con i tempi di fatturazione e di incasso previsti contrattualmente. Nell'ambito della voce in oggetto, si evidenzia che la quota di crediti commerciali per la valorizzazione dei certificati verdi ed altre forme di incentivi ammonta a 176 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (21 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e che il dettaglio dei crediti verso le società correlate ("di cui Gruppo Enel") è esposto nella Nota 20.1.1.39.

I "crediti per lavori in corso su ordinazione" al 31 dicembre 2008 si riferiscono ai lavori in corso per la realizzazione di impianti fotovoltaici effettuati per conto terzi e per conto delle società del gruppo Enel S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A. ed Enel Servizi S.r.l..

Gli "Altri crediti" al 31 dicembre 2008 si riferiscono alla vendita dei certificati bianchi alla società Enel Distribuzione S.p.A. (35 milioni di euro).

20.1.1.21 Crediti per imposte sul reddito –18 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

I "Crediti per imposte sul reddito" accolgono esclusivamente il credito per imposte relative all'area dell'America Latina e registrano un incremento di 3 milioni di euro rispetto al saldo del 31 dicembre 2008.

20.1.1.22 Attività finanziarie correnti –228 milioni di euro (191 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Contratti derivati	75	129	(54)
Titoli	68	48	20
Altri crediti finanziari	85	14	71
Totale	228	191	37

La voce "Contratti Derivati" al 31 dicembre 2009 include sostanzialmente la valorizzazione dei derivati di CFH e su commodity.

I "Contratti derivati" classificati nelle attività finanziarie correnti al 31 dicembre 2008 si riferiscono per 82 milioni di euro ai contratti finanziari per differenza a due vie in essere con Enel Trade e classificati come cash flow hedge e per 43 milioni di euro ai contratti derivati su commodity classificati di trading. I contratti derivati accolgono, inoltre, 4 milioni di euro di derivati su tasso di cambio con Enel S.p.A..

Nella seguente tabella è riportato il valore nozionale e il *fair value* dei “Contratti derivati” al 31 dicembre 2009 e 2008, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione:

(Milioni di euro)	Nozionale		Fair value	
	Al 31 Dicembre 2009	31 Dicembre 2008	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008
Derivati cash flow hedge	455	593	75	85
Commodity	455	562	75	82
Cambi	-	31		3
Derivati trading	26	137		44
Commodity	-	119		43
Cambi	26	18		1
Totale derivati	481	730	75	129

Nelle tabelle che seguono sono riepilogati rispettivamente i saldi del *fair value* al 31 dicembre 2009 e 2008, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dall'IFRS 7.

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2009	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	Derivati cash flow hedge	75	-	75
Totale	75	-	75	-

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2008	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	Derivati cash flow hedge	85	-	85
Derivati trading	44	-	44	-
Totale	129	-	129	-

La voce “Titoli” si riferisce a investimenti in titoli a breve termine – prevalentemente certificati di deposito – attraverso i quali le controllate in Brasile, Cile e Panama investono temporaneamente la liquidità generata dalla gestione operativa, così come previsto dalle policy di Gruppo.

La voce “Altri crediti finanziari” accoglie al 31 dicembre 2009 per 79 milioni di euro il saldo dei conti correnti di corrispondenza verso Enel Finance International S.A..

20.1.1.23 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – 144 milioni di euro (163 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Depositi bancari e postali liberi	44	73	(29)
Depositi bancari e postali vincolati	100	90	10
Totale	144	163	(19)

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo ad eccezione della voce “Depositi bancari e postali vincolati”, essenzialmente riferita a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

20.1.1.24 Altre attività correnti – 119 milioni di euro (141 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>			
	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Crediti tributari	38	37	1
Anticipi a fornitori	25	21	4
Risconti attivi operativi correnti	15	12	3
Altri crediti diversi	41	71	(30)
- di cui società del Gruppo Enel	16	28	(12)
TOTALE	119	141	(22)

Al 31 dicembre 2009 la voce “Altre attività correnti” si riferisce principalmente:

- per 34 milioni di euro alla posizione creditoria per IVA; e
- a crediti per contributi riconosciuti da enti governativi.

Al 31 dicembre 2008 la voce “Altre attività correnti” si riferisce principalmente:

- per 13 milioni di euro ai crediti verso Enel Trade S.p.A. per derivati su commodity esitati;
- per 7 milioni di euro ai crediti di Enel Green Power S.p.A. verso La Geo S.A. de C.V. relativi alla valorizzazione della quota di indebitamento non conferito unitamente all’impianto geotermico di Berlin III, che ha comportato il riconoscimento di un’ulteriore quota di partecipazione;
- per 6 milioni di euro all’IVA che verrà riconosciuta ad Enel Green Power quando l’amministrazione finanziaria di El Salvador rimborserà l’IVA a La Geo S.A. de C.V. e
- per 24 milioni di euro ai crediti relativi alla parte non ancora incassata dei contributi riconosciuti dal Ministero delle Attività Produttive ai sensi della legge 488/92.

Passivo

20.1.1.25 Patrimonio netto – 2.564 milioni di euro (2.196 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Per il dettaglio della movimentazione del Patrimonio netto negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 si rinvia al relativo Prospetto contabile.

Capitale sociale – 600 milioni di euro (600 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Il capitale sociale è rappresentato al 31 dicembre 2009 e 2008 da 1.200.000.000 di azioni ordinarie, senza valore nominale, interamente sottoscritto e versato dalla controllante Enel S.p.A.

Altre riserve – 1.366 milioni di euro (604 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Di seguito la composizione delle principali voci:

Riserva legale – 120 milioni di euro (120 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

La riserva legale rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art.2430 del Codice Civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH – 40 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Al 31 dicembre 2009 e 2008 includono i proventi netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge).

Riserve di traduzione – (92) milioni di euro ((95) milioni di euro al 31 dicembre 2008))

In tale voce sono inclusi al 31 dicembre 2009 e 2008 gli effetti di conversione dei bilanci delle controllate con valuta locale differente da quella funzionale.

L'effetto dell'adeguamento cambi dell'avviamento di queste ultime ha comportato un effetto negativo di 9 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (15 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Altre riserve diverse – 1.298 milioni di euro (1.313 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Al 31 dicembre 2009 e 2008 si riferiscono principalmente alle riserve attribuite alla Capogruppo in sede di scissione da Enel Produzione S.p.A.. La riserva di rivalutazione rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla Legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserve è assoggettato all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%). Al 31 dicembre 2009 la distribuzione di tale riserva è differita a tempo indefinito.

Nelle tabelle seguenti vengono rappresentate le movimentazioni delle perdite rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensive delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008.

<i>(Milioni di euro)</i>				
Esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	Note	Valore lordo	Effetto fiscale	Valore al netto dell'effetto fiscale
Perdite su derivati cash flow hedge		(61)	(25)	(36)
Perdite da differenze cambio da traduzione		(20)	-	(20)
Perdita dell'esercizio rilevata direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)	25	(81)	(25)	(56)
Utile dell'esercizio rilevato a conto economico		439	-	439
Totale utile rilevato nell'esercizio		358	(25)	383
Quota di pertinenza:				
- Gruppo		360	(25)	385
- Terzi		(2)	-	(2)

<i>(Milioni di euro)</i>			
Esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	Valore lordo	L'effetto fiscale	Valore al netto dell'effetto fiscale
Utile sui derivati cash flow hedge	127	(50)	77
Perdite da differenze cambio da traduzione	(56)	-	(56)
Utile dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto	71	(50)	21
Utile dell'esercizio rilevato a Conto Economico	834	-	834
Totale Utile rilevato nell'esercizio	905	(50)	855
Quota di pertinenza:			
- Gruppo	908	(50)	858
- Terzi	(3)	-	(3)

20.1.1.26 Patrimonio netto di Terzi – 180 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Il patrimonio netto di Terzi rappresenta la quota da attribuire agli azionisti di minoranza delle società consolidate, riferibili principalmente all'America Latina (175 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

20.1.1.27 Utile per azione – 0,35 euro (0,68 nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è rappresentata la procedura seguita per la determinazione dell'utile base e diluito per azione per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008:

	2009	2008
Utile dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	418	810
Media ponderata delle azioni ordinarie	1.200.000.000	1.200.000.000
Utile base e diluito per azione (in euro)	0,35	0,68

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.

Passività non correnti

20.1.1.28 Finanziamenti a lungo termine– 1.246 milioni di euro (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi pari a 115 milioni di euro) (982 milioni di euro (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi pari a 107 milioni di euro) al 31 dicembre 2008)

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

La voce “Prestiti obbligazionari”, pari a 60 milioni di euro al 31 dicembre 2009 e 74 milioni di euro al 31 dicembre 2008, si riferisce all'emissione obbligazionaria della società panamense Enel Fortuna, amministrata dalla Banca di New York al tasso fisso del 10,125% con maturity 2013.

La voce “Debiti verso banche” (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi) al 31 dicembre 2009 si riferisce principalmente a:

- finanziamento bancario a lungo termine pari a 34 milioni di euro a tasso fisso (30 milioni di euro al 31 dicembre 2008) verso il Banco Estado Cileno, con quota a breve pari a 2 milioni di euro;

-
- finanziamento bancario a lungo termine pari a 10 milioni di euro a tasso fisso (11 milioni di euro al 31 dicembre 2008) verso il Banco Industrial del Guatemala, con quota a breve pari a 0,45 milioni di euro;
 - finanziamento bancario erogato dalla Banca Intesa San Paolo, siglato nel Novembre 2009 allo scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala. Tale finanziamento, pari a 44 milioni di euro, prevede un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;
 - finanziamenti bancari a lungo termine, erogati tramite la formula del *project financing*, pari a 496 milioni di euro a tasso variabile (384 milioni di euro al 31 dicembre 2008) stipulati da EUFER con più di 20 istituti bancari spagnoli, tra cui finanziamenti verso la BBVA per 225 milioni di euro, verso la Caixa per 163 milioni di euro e verso Banesto per 56 milioni di euro;
 - finanziamenti bancari a lungo termine pari a 27 milioni di euro a tasso variabile (20 milioni di euro al 31 dicembre 2008) verso due istituti bancari greci: la NBG Bank e Emporiki Bank, con quota a breve pari a 4 milioni di euro;
 - finanziamento erogato dalla BEI alla Capogruppo, pari a 191 milioni di euro (218 milioni di euro al 31 dicembre 2008) di cui quota a breve pari a 27 milioni di euro, riconosciuto a fronte di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili. Il tasso di interesse dovuto è pari all'Euribor a tre mesi, maggiorato di uno *spread* dello 0,25%; il piano del prestito prevede il rimborso in 22 rate costanti semestrali a partire dal mese di giugno 2006.

La voce “Debiti verso altri finanziatori” accoglie principalmente il finanziamento di circa 250 milioni di euro (166 milioni di euro al 31 dicembre 2008 per Snyder e Smoky I) per i progetti Snyder, Smoky I e Smoky II del Nord America che si movimenta prevalentemente, a seguito del “Tax Partnership”, di circa 79 milioni di euro. Nelle tabelle che seguono vengono esposte le situazioni dell’indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2009 e 2008 con distinzione per tipologia di finanziamento e tassi di interesse:

(Milioni di euro)	Al 1 Gennaio 2009			Al 31 Dicembre 2009			Quota con scadenza nel						
	Valore nozionale	Saldo contabile	FV	Valore nozionale	Saldo contabile	FV	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	2011	2012	2013	2014	Oltre
Prestiti													
obbligazionari:													
- tasso fisso quotate	74	74	51	60	60	71	13	47	15	16	16	-	-
Totale	74	74	51	60	60	71	13	47	15	16	16	-	-
Debiti verso banche													
- tasso fisso	41	41	41	44	44	52	3	41	3	30	1	1	6
- tasso variabile	648	642	615	766	762	774	79	683	73	109	73	65	363
Totale	689	683	656	810	806	826	82	724	76	139	74	66	369
Debiti verso altri finanziatori:													
- tasso fisso	157	171	155	241	241	240	16	225	17	27	22	21	138
- tasso variabile	22	22	19	39	39	42	4	35	12	4	4	3	12
Totale	179	193	174	280	280	282	20	260	29	31	26	24	150
Finanziamenti verso società correlate:													
- tasso variabile	32	32	30	100	100	99	-	100	-	-	-	-	100
Totale	32	32	30	100	100	99	-	100	-	-	-	-	100
TOTALE	974	982	911	1.250	1.246	1.278	115	1.131	120	186	116	90	619

<i>(Milioni di euro)</i>	Valore nozionale Al 1 Gennaio 2008	Valore nozionale Al 31 Dicembre 2008	Saldo contabile value Fair Al 31 Dicembre 2008	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel 2010	2011	2012	2013	Oltre
Prestiti obbligazionari										
- tasso fisso quotate	82	74	74	51	12	62	12	14	14	17
Totale	82	74	74	51	12	62	12	14	14	17
Debiti verso banche										
- tasso fisso	57	41	41	41	2	39	2	4	3	30
- tasso variabile	577	648	642	615	70	572	88	79	48	46
Totale	634	689	683	656	72	611	90	83	51	76
Debiti verso altri finanziatori										
- tasso fisso	104	157	171	155	21	150	12	17	20	93
- tasso variabile	27	22	22	19	2	20	1	1	1	14
Totale	131	179	193	174	23	170	13	18	21	107
Finanziamenti verso società correlate										
- tasso variabile	17	32	32	30	-	32	-	-	-	-
Totale	17	32	32	30	-	32	-	-	-	-
TOTALE	864	974	982	911	107	875	115	115	86	200

Le movimentazioni degli esercizi 2009 e 2008 del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine sono riepilogate nelle seguenti tabelle:

<i>(Milioni di euro)</i>	Valore nozionale Al 1 Gennaio 2009	Rimborsi	Variazione area di consolidam.	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nozionale Al 31 Dicembre 2009
Prestiti obbligazionari	74	(11)	-	-	(3)	60
Debiti verso banche	689	(133)	12	238	4	810
Finanziamenti verso altri finanziatori	179	(7)	15	102	(9)	280
Finanziamenti verso società correlate	32	(82)	141	9	-	100
Totale indebitamento finanziario	974	(233)	168	349	(8)	1.250

<i>(Milioni di euro)</i>	Valore nozionale Al 1 Gennaio 2008	Rimborsi	Variazione area di consolidamento	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Altri movimenti	Valore nozionale Al 31 Dicembre 2008
Prestiti obbligazionari	82	(13)	-	-	5	-	74
Debiti verso banche	634	(148)	4	191	2	6	689
Finanziamenti verso altri finanziatori	131	(27)	-	-	-	75	179
Finanziamenti da società correlate	17	-	-	15	-	-	32
Totale indebitamento finanziario	864	(188)	4	206	7	81	974

La voce "Finanziamenti verso società correlate" al 31 dicembre 2009 accoglie il finanziamento erogato dalla società correlata Enel Finance International di 80 milioni di euro (32 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e il debito finanziario verso Enel Lease S.a.r.l. per l'operazione di lease back finanziario di 20 milioni di euro.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e per tasso di interesse al 31 dicembre 2009:

(Milioni di euro)	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di	Tasso di interesse
	Al 31 Dicembre 2008		Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	interesse in vigore	effettivo in vigore
Euro	624	884	880	1,93%	1,96%
Dollaro USA	301	312	312	7,00%	7,00%
Peso Chileno/UF	30	34	34	7,75%	7,75%
Altre valute	27	20	20		
Totale Valute non euro	358	366	366		
Totale	982	1.250	1.246		

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e per tasso di interesse al 31 dicembre 2008:

(Milioni di euro)	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di	Tasso di interesse
	Al 1 Gennaio 2008		Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	interesse in vigore	effettivo in vigore
Euro	558	629	624	4,67%	4,70%
Dollaro USA	207	288	301	7,31%	8,32%
Peso Chileno/UF	35	30	30	7,75%	7,75%
Altre valute	36	27	27		
Totale Valute non euro	278	345	358		
Totale	836	974	982		

Di seguito si evidenzia la composizione dell'“Indebitamento Finanziario netto”:

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008
Depositi bancari e postali	(144)	(163)
Titoli	(68)	(48)
Liquidità	(212)	(211)
Crediti finanziari correnti	(85)	(14)
Debiti verso banche a breve termine	77	11
Quota corrente di debiti verso banche	82	72
Quota corrente dei prestiti obbligazionari	13	12
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori	20	23
Altri debiti finanziari a breve termine	4.336	4.572
Indebitamento finanziario corrente	4.528	4.690
Indebitamento finanziario corrente netto	4.231	4.465
Debiti verso banche	724	611
Prestiti obbligazionari	47	62
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	360	202
Indebitamento finanziario non corrente	1.131	875
Indebitamento finanziario netto	5.362	5.340
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(17)	(14)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ENEL GREEN POWER	5.345	5.326

Si segnala che i finanziamenti erogati attraverso la formula del project financing – pari a complessivi Euro 496 milioni al 31 dicembre 2009 – vengono strutturati attraverso special purpose vehicle (di seguito “SPV”)

nei quali il Gruppo detiene generalmente la maggioranza delle quote. Tali finanziamenti obbligano le società finanziate, unitamente allo SPV, 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 degli SPV.

I parametri finanziari, invece, tipicamente dispongono:

- l'obbligo per lo SPV 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 lo SPV 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 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 a 1,05 (in taluni casi, inferiore a 1 e a 1,1);
- 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 a 1,25 (in taluni casi all'1,4) e diminuisce nel caso opposto.

Tali finanziamenti non includono tuttavia *events of default*.

Al 31 dicembre 2009 e 2008 tali parametri risultano rispettati e non risultano *events of default* né limitazioni all'utilizzo dei finanziamenti in oggetto.

20.1.1.29 TFR ed altri benefici ai dipendenti –46 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto” di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili.

Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 delle passività attuariali.

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2009		Al 31 Dicembre 2008	
	Benefici pensionistici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Altri benefici
Variazione nella passività attuariale:				
Passività attuariale al 1 Gennaio	34	9	36	7
-costo normale	1	1	1	-
-oneri finanziari	2	-	2	-
-erogazioni	(6)	-	-	-
-(utili) e perdite attuariali	1	1	-	-
-altri movimenti	4	-	(5)	2
Passività attuariale al 31 Dicembre	36	11	34	9
Variazione delle attività a servizio dei piani				
Passività attuariale netta	36	11	34	9
Perdite/(utili) netti non riconosciuti	(1)	-	-	-
Passività riconosciuta al 31 Dicembre	35	11	34	9

La voce “Benefici pensionistici” accoglie al 31 dicembre 2009 interamente l’importo relativo ai dipendenti dell’area Italia e corrisponde alla stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza, mentre per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro.

La voce “Altri benefici” accoglie al 31 dicembre 2009 le passività relative a programmi a benefici definiti non incluse nella voce precedente.

Nella seguente tabella è evidenziato l’impatto a conto economico nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 dei benefici ai dipendenti:

(Milioni di euro)	Benefici pensionistici	Altri benefici
Costo normale	1	1
Oneri finanziari	2	-
Ammortamento (utili) perdite attuariali	1	1
Totale	4	2

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel 2009 sono pari a 6 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro per oneri netti di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari e 4 milioni di euro rilevati tra i costi del personale.

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2008 è pari a 1 milione di euro rilevato tra i costi del personale, mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a 2 milioni di euro.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti al 31 dicembre 2009 e 2008 sono le seguenti:

	2009	2008
Tasso di attualizzazione	4,30%	4,8%
Tasso di incremento del costo del lavoro	3,00%	3,5%
Tasso di incremento del costo delle spese unitarie	3,00%	3,5%

20.1.1.30 Fondi rischi e oneri – 81 milioni di euro – di cui quota a breve (13 milioni di euro) (84 milioni di euro – di cui quota a breve (24 milioni di euro) al 31 dicembre 2008)

Il dettaglio e la movimentazione dei fondi rischi e oneri relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2008 sono i seguenti:

(Milioni di euro)	Al 31 Dicembre 2008	Accantonamenti	Utilizzi	Rilasci	Al 31 Dicembre 2009	di cui quota corrente
Fondo contenzioso, rischi ed oneri diversi						
-contenzioso legale	20	10	(2)	(1)	27	-
-relativi ad oneri su impianti di produzione	43	6	(12)	(7)	30	9
-imposte	13	2	(4)	-	11	-
-altro	6	-	(1)	-	5	1
Totale	82	18	(19)	(8)	73	10
Oneri per incentivi all'esodo	2	10	(3)	(1)	8	3
Totale	84	28	(22)	(9)	81	13

(Milioni di euro)	Al 1 Gennaio 2008	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Altri movimenti	Al 31 Dicembre 2008	di cui quota non corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi							
-contenzioso legale	22	2	-	(4)	-	20	-
-relativi ad oneri su impianti di produzione	27	20	-	(4)	-	43	22
-imposte	5	7	-	-	1	13	13
-altri fondi	8	2	(1)	(4)	1	6	24
Totale	62	31	(1)	(12)	2	82	59
Oneri per incentivi all'esodo	7	-	(4)	(1)	-	2	1
Totale	69	31	(5)	(13)	2	84	60

La composizione principale della voce “Fondi rischi e oneri” al 31 dicembre 2009 è riportata di seguito:

Fondo contenzioso legale – 27 milioni di euro

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 – 30 milioni di euro

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 ha arrecato danni all'ambiente e oneri di varia natura e per contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – 8 milioni di euro

Il “Fondo oneri per incentivi all'esodo” accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

20.1.1.31 Passività finanziarie non correnti – 22 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Le “Passività finanziarie non correnti” al 31 dicembre 2009 e 2008 accolgono esclusivamente il fair value dei Contratti derivati:

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale		Fair Value	
	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008
Derivati cash flow hedge	374	268	21	15
Interessi	374	268	21	15
Derivati trading	62	67	1	-
Interessi	41	57	1	-
Cambi	21	10	-	-
Totale	436	335	22	15

I contratti derivati su tassi sono relativi a interest rate swap finalizzati alla copertura del rischio tasso di interesse su alcuni finanziamenti a tasso variabile, ad interest rate swap e interest rate option finalizzati alla copertura del rischio tasso di interesse su alcuni finanziamenti a tasso variabile classificati come di trading; i contratti derivati su cambi sono relativi a contratti forward.

Nelle tabelle che seguono sono riepilogati i saldi del fair value al 31 dicembre 2009 e 2008, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dall'IFRS 7.

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	21	-	21	-
Derivati trading	1	-	1	-
Totale	22	-	22	-

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2008	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	15	-	15	-
Totale	15	-	15	-

20.1.1.32 Altre passività non correnti – 63 milioni di euro (32 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Debiti canonici e contributi urbanizzazione	31	14	17
Risconti passivi operativi Terzi	18	18	-
Debiti per acquisto partecipazioni	14	-	14
Totale	63	32	31

I “Debiti per acquisto di partecipazioni” al 31 dicembre 2009 si riferiscono alla rilevazione del diritto di opzione per l’acquisto della quota azionaria di Renovables de Guatemala detenuta dalla Simest (8,8%). La Capogruppo si è impegnata, infatti, ad acquistare dalla Simest l’intera quota di partecipazione azionaria di Renovables de Guatemala di proprietà della Simest alla data del 30 giugno 2017 (l’esercizio del diritto di tale opzione, riconosciuto reciprocamente a titolo gratuito, potrà effettuarsi a far data dal 30 giugno 2015).

Al 31 dicembre 2008 la voce è composta principalmente da debiti per contributi da erogare a Comuni della Regione Toscana, sedi di centrali geotermiche e da contributi in conto impianti già incassati concessi dal Ministero delle Attività Produttive ai sensi della Legge 488/92.

Passività correnti

20.1.1.33 Finanziamenti a breve termine – 4.413 milioni di euro (4.583 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Altri debiti finanziari a breve termine	4.336	4.572	(236)
- di cui Gruppo Enel	4.323	4.557	(234)
Altri finanziamenti a breve verso banche	70	5	65
Utilizzi di linee credito revolving	7	6	1
Totale	4.413	4.583	(170)

Il fair value dei finanziamenti a breve termine è sostanzialmente in linea con il loro valore contabile alla data di bilancio.

I finanziamenti a breve termine si riferiscono per 4.275 milioni di euro (euro 4.557 milioni di euro al 31 dicembre 2008) alla posizione a debito del Gruppo nei confronti della Controllante per i rapporti intrattenuti tramite il conto corrente intersocietario.

20.1.1.34 Debiti commerciali – 454 milioni di euro (313 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

La voce “Debiti commerciali” pari a 454 milioni di euro accoglie i debiti verso il Gruppo Enel per 128 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2008), i cui dettagli sono esposti nel paragrafo “Informativa sulle parti correlate”.

20.1.1.35 Debiti per imposte sul reddito – 207 milioni di euro (57 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

I “Debiti per imposte sul reddito” al 31 dicembre 2009 si riferiscono prevalentemente alla Capogruppo ed accolgono per 127 milioni di euro l’IRES ordinaria iscritta quale debito verso la Controllante Enel S.p.A. per effetto dell’adesione al regime di tassazione di Gruppo del Consolidato Fiscale Nazionale, per 31 milioni di euro l’addizionale IRES (aliquota 6,5%) e per 27 milioni di euro il debito stimato per IRAP.

I valori al 31 dicembre 2008 si riferiscono per 15 milioni di euro ai debiti verso la società Enel S.p.A. per la posizione debitoria IRES (aliquota 27,5%), nell’ambito del Consolidato Fiscale Nazionale, per 3 milioni di euro al debito per addizionale IRES verso l’amministrazione finanziaria che viene regolata autonomamente (aliquota 5,5%), per 4 milioni di euro al debito per IRAP e per 5 milioni di euro al debito per imposte sul reddito estero (Enel Green Power S.p.A.), per 21 milioni di euro alla società Americas Generation Corporation, per 6 milioni di euro ad Enel Union Fenosa Renovables, per 4 milioni di euro alla società Enel Latin America e per 1 milione di euro alle società greche acquisite nel 2008.

20.1.1.36 Passività finanziarie correnti – 85 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Altri debiti finanziari	83	25	58
– di cui Gruppo Enel	83	25	58
Ratei passivi finanziari correnti	1	2	(1)
Contratti derivati	1	9	(8)
– di cui Gruppo Enel	1	7	(6)
Totale	85	36	49

La voce “Altri debiti finanziari” accoglie principalmente gli interessi passivi maturati sull’indebitamento in essere a fine esercizio.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il fair value della voce “Contratti derivati” al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale		Fair Value	
	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008
Derivati cash flow hedge	14	175	1	2
Commodity	14	175	1	2
Derivati trading	5	124	-	7
Commodity	5	4	-	1
Cambi	-	120	-	6
Totale	19	299	1	9

Al 31 dicembre 2009 e 2008 i contratti derivati su cambi sono relativi a contratti forward.

Nelle tabelle che seguono sono riepilogati rispettivamente i saldi del *fair value* al 31 dicembre 2009 e 2008, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dall’IFRS 7.

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	1	-	1	-
Totale	1	-	1	-

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2008	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	2	-	2	-
Derivati trading	7	-	7	-
Totale	9	-	9	-

20.1.1.37 Altre passività correnti – 131 milioni di euro (176 milioni di euro al 31 dicembre 2008)

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009 e 2008 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008	Variazione
Debiti canonici diversi e contributi di urbanizzazione	29	24	5
Debiti v/ personale e vs istituti previdenziali	22	10	12
Acconti e ratei passivi	14	5	8
Debiti tributari diversi	10	9	1
Altri debiti diversi	56	128	(72)
– di cui Gruppo Enel	33	97	(64)
Totale	131	176	(45)

La voce “Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione” accoglie i debiti verso gli enti locali e sedi di centrali elettriche, per contributi relativi ad opere di urbanizzazione e interventi vari sul territorio interessato alla costruzione dell’impianto e 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 v/ personale e vs istituti previdenziali “ si riferisce prevalentemente alle ferie maturate e non godute e straordinari e ai debiti verso enti previdenziali, a carico di Enel Green Power S.p.A., gravanti sulle retribuzioni del mese di dicembre da versare nel mese di gennaio dell’esercizio successivo, nonché le relative quote del TFR destinate al fondo Pensione Dirigenti del Gruppo Enel (FONDENEL) e al fondo Pensione Dipendenti del Gruppo Enel (FOPEN).

La voce “Debiti tributari diversi” si riferiscono all’IVA e alle altre ritenute fiscali.

La voce “Altri debiti diversi”, che al 31 dicembre 2008 risulta pari a Euro 128 milioni, si riferisce a tal data all’acquisizione di Inelec da parte di Enel Green Power International B.V. e ai debiti verso l’amministrazione pubblica locale e organismi di sicurezza sociale (Enel Union Fenosa Renovables).

20.1.1.38 Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo e le garanzie prestate a terzi al 31 dicembre 2009 sono di seguito riepilogate:

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009
Garanzie prestate:	
-fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	69
Impegni assunti verso fornitori per:	
- forniture varie	893
- appalti	31
Totale	993

La voce “Impegni- forniture varie” si riferisce per 613 milioni di euro alla Capogruppo che nel 2009 ha stipulato contratti preliminari per l’acquisto di alcune partecipazioni; tali contratti si sono conclusi nei primi mesi del 2010 e si rimanda alla nota n. 20.1.1.41 “Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell’esercizio” per ulteriori informazioni.

Inoltre, si evidenzia 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”. Ad oggi la Regione Toscana ha autorizzato 4 progetti (Sasso 2 e Nuova Lagoni Rossi nel 2008, Chiusdino e Nuova Radicondoli Gruppo 2 nel 2009) per complessivi 72 MW a cui corrispondono impegni a carico di ENEL per complessivi 90 milioni di euro.

Con riferimento alla Capogruppo, si evidenzia che al 31 dicembre 2009 la stessa rileva tra gli investimenti attività di ricerca e di innovazione tecnologica rientranti nel proprio Piano Industriale; tali attività prescindono dall’Accordo con la Regione Toscana. Gli impegni riferibili specificatamente alla Capogruppo 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.

20.1.1.39 Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate del Gruppo Enel Green Power:

- la controllante Enel S.p.A. che detiene il 100% della capogruppo Enel Green Power S.p.A.;
- le imprese controllanti di Enel S.p.A. e le loro controllate;
- le imprese sotto il comune controllo di Enel S.p.A.;
- le persone fisiche che hanno direttamente o indirettamente un potere di voto nell’impresa che redige il bilancio che conferisca loro un’influenza dominante sull’impresa;
- dirigenti con responsabilità strategiche, cioè coloro che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, della direzione e del controllo delle attività dell’impresa che redige il bilancio, compresi amministratori e funzionari della società e gli stretti familiari di tali persone.

Il Gruppo intrattiene con le proprie correlate, rapporti di natura commerciale e finanziaria regolati alle normali condizioni di mercato.

Tali rapporti consentono l’acquisizione di vantaggi originati dall’uso di servizi e competenze comuni, dalle convenienze determinate dall’esercizio di sinergie di gruppo e dall’applicazione di politiche unitarie nel campo finanziario.

In particolare nel corso dell’esercizio 2009 e 2008, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività tra cui:

- gestione della tesoreria, del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse, dall’erogazione di finanziamenti e dal rilascio di garanzie;
- 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 S.p.A..

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86, art. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato “Consolidato Fiscale Nazionale”, nell’esercizio 2008 la Società e Enel si hanno formulato congiuntamente con la società controllante Enel l’opzione per il regime del “Consolidato

Fiscale Nazionale” per il periodo 2008-2009, regolando conseguentemente tutti i reciproci obblighi e responsabilità.

Le tabelle di seguito riportate evidenziano i rapporti di natura economico-finanziaria e patrimoniale intrattenuti dal Gruppo con le sue parti correlate per gli esercizi 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al gruppo Enel	Correlate esterne al gruppo Enel	Totale parti correlate
Ricavi delle vendite e delle prestazioni per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	-	230	729	959
Ricavi delle vendite e delle prestazioni per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	-	199	930	1129
Costi per materie prime e materie di consumo per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	-	6	9	15
Costi per materie prime e materie di consumo per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	-	-	-	-
Costi per servizi per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	32	49	10	91
Costi per servizi per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	41	50	-	91
Proventi /(oneri) netti da gestione rischio commodity per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	-	118	-	118
Proventi /(oneri) netti da gestione rischio commodity per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	(5)	(17)	-	(22)
Proventi Finanziari per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	5	-	-	5
Proventi Finanziari per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	1	1	-	2
Oneri finanziari per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	80	10	-	90
Oneri finanziari per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	175	8	-	183

<i>(Milioni di euro)</i>	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al gruppo Enel	Correlate esterne al gruppo Enel	Totale parti correlate
Attività finanziarie non correnti al 31 Dicembre 2009	-	-	-	-
Attività finanziarie non correnti al 31 Dicembre 2008	-	51	-	51
Crediti commerciali al 31 Dicembre 2009	2	202	26	230
Crediti commerciali al 31 Dicembre 2008	1	119	10	130
Attività finanziarie correnti al 31 Dicembre 2009	-	154	-	154
Attività finanziarie correnti al 31 Dicembre 2008	4	131	-	135
Altre attività correnti al 31 Dicembre 2009	-	16	-	16
Altre attività correnti al 31 Dicembre 2008	3	25	-	28
Finanziamenti a lungo termine al 31 Dicembre 2009	-	100	-	100
Finanziamenti a lungo termine al 31 Dicembre 2008	-	32	-	32
Passività finanziarie non correnti al 31 Dicembre 2009	13	-	-	13
Passività finanziarie non correnti al 31 Dicembre 2008	12	-	-	12
Finanziamenti a breve termine al 31 Dicembre 2009	4.275	48	-	4.323
Finanziamenti a breve termine al 31 Dicembre 2008	4.377	180	-	4.557
Debiti commerciali al 31 Dicembre 2009	42	86	-	128
Debiti commerciali al 31 Dicembre 2008	24	51	-	75
Debiti per imposte sul reddito al 31 Dicembre 2009	127	-	-	127
Debiti per imposte sul reddito al 31 Dicembre 2008	15	-	-	15
Passività finanziarie correnti al 31 Dicembre 2009	82	1	-	83
Passività finanziarie correnti al 31 Dicembre 2008	15	16	-	31
Altre passività correnti al 31 Dicembre 2009	8	25	-	33
Altre passività correnti al 31 Dicembre 2008	4	93	-	97

La società controllante Enel S.p.A.

I rapporti con la controllante Enel S.p.A. riguardano principalmente i) la centralizzazione presso la capogruppo di alcune funzioni di carattere generale inerenti alle attività di finanza, legali, personale, segreteria societaria, amministrazione pianificazione e controllo relativi ad Enel Green Power e alle sue controllate; ii) i servizi di direzione e coordinamento svolti dalla capogruppo Enel S.p.A. nei confronti di Enel Green Power e delle sue controllate.

Parti correlate interne al Gruppo Enel S.p.A.

I rapporti più significativi con le società controllate da Enel S.p.A. riguardano:

- Enel Trade S.p.A.: vendita di energia e di certificati verdi da Enel Green Power S.p.A. ad Enel Trade S.p.A. e gestione del rischio su commodity effettuata da Enel Trade S.p.A. per le società del Gruppo Enel;
- Enel Distribuzione S.p.A.: vendita di certificati bianchi da Enel Si ad Enel Distribuzione S.p.A.;

- Enel Produzione S.p.A.: vendita di energia da Enel Green Power S.p.A. ad Enel Produzione S.p.A. e la prestazione di servizi di teleconduzione degli impianti idroelettrici ed eolici, mantenimento in sicurezza delle dighe, e manutenzione degli impianti idroelettrici svolti da Enel Produzione S.p.A. per Enel Green Power S.p.A.;
- Enel Servizi S.r.l.: gestione dei servizi di approvvigionamento, gestione degli spazi, servizi amministrativi, di ristorazione e di gestione del parco macchine svolti da Enel Servizi S.r.l. per Enel Green Power S.p.A.;
- Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.: servizi consulenziali e gestione tecnica dei progetti relativi alla costruzione di nuovi impianti svolta da Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A. per Enel Green Power S.p.A. e le società del Gruppo;
- Enel Finance International S.A.: erogazione di finanziamenti ad Enel Green Power S.p.A. e alle società del Gruppo.

Parti correlate esterne al Gruppo Enel S.p.A.

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

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

- Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.;
- Gestore del Servizio Elettrico S.p.A.;
- Acquirente Unico S.p.A..

Personale con responsabilità strategiche

Di seguito le remunerazioni e i benefici a favore dei principali dirigenti per i servizi resi nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

<i>(Milioni di euro)</i>	
Retribuzione annua lorda	1,060
Incentivazione annua variabile lorda (MBO)	0,375

20.1.1.40 Passività e attività potenziali

Controversie connesse ad imposte

Allo stato, oltre a quelli in essere, potrebbero sorgere nuovi contenziosi relativamente all'imposta comunale sugli immobili.

Con l'articolo 1 – quinquies del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – “recante disposizioni urgenti in materia di enti locali” – aggiunto in sede di conversione, dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'articolo 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche “nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti ad esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso”.

Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13/07/06, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1-quinquies citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.

Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna ed ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono quelli di seguito evidenziati:

- rilevanza del valore delle “turbine” nella valutazione catastale degli impianti;
- possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte dall'Enel.

Nella sentenza è stato, altresì, affermato che “... il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici ... anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'articolo 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939” e non solo per centrali elettriche.

Si segnala che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione e la Sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito.

Enel Green Power S.p.A., pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continuerà a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, provvedendo all'adeguamento del Fondo rischi ed oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti.

Non ha però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e dei Comuni.

20.1.1.41 Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009

Italia

Ottimizzazione della struttura patrimoniale di Enel Green Power

In data 17 marzo 2010 il socio unico Enel S.p.A. ha deliberato la ripatrimonializzazione di Enel Green Power per complessivi 3.700 milioni di euro, da iscriversi nelle riserve di patrimonio netto disponibili della stessa società.

Tale operazione è stata effettuata, nella medesima data, tramite la rinuncia da parte di Enel S.p.A. a parte del credito finanziario in essere alla medesima data sul conto corrente intersocietario in essere tra le parti.

Acquisizioni societarie

Altomonte FV S.r.l.

In data 7 gennaio 2010 Enel Green Power S.p.A. ha acquisito da Resit S.r.l. il 51% del capitale della società Altomonte FV S.r.l. costituita il 28 dicembre 2009 e titolare del progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di 20 MW nel territorio del Comune di Altomonte (CS).

Per l'acquisizione e la realizzazione del progetto è previsto un investimento di circa 60 milioni di euro. Ad oggi risultano autorizzati 5 MW.

Maicor Wind e Enerlive

In data 13 gennaio 2010 Enel Green Power S.p.A. ha acquisito da McKelcey Funds la maggioranza delle quote della società Maicor Wind S.r.l. ed Enerlive S.r.l., società titolari di una pipeline di 3 progetti eolici in provincia di Catanzaro, per una potenza complessiva di 64 MW.

Per l'acquisizione e la realizzazione del progetto è previsto un investimento pari a circa 70 milioni di euro.

Italgest Wind S.r.l.

In data 17 febbraio 2010, nell'ambito dello sviluppo di progetti eolici in Puglia, Enel Green Power S.p.A. ha acquisito da Italgest Energia S.p.A. il 100% delle quote della società Italgest Wind S.r.l. (successivamente ridenominata Enel Green Power Puglia S.r.l.), società titolare di quattro progetti eolici in Puglia, per un totale di 184 MW, di cui 22 MW già autorizzati.

Il corrispettivo per l'acquisto da parte di Enel del 100% delle quote è stabilito in 6 milioni di Euro, più eventuali bonus legati all'avanzamento dell'iter di sviluppo/autorizzazione dei progetti dei 162 MW.

Taranto Solar S.r.l.

In data 29 gennaio 2010, nell'ambito dello sviluppo di progetti fotovoltaici in Puglia, è stata costituita la società Taranto Solar S.r.l. titolare di un progetto per la realizzazione in più fasi di un impianto fotovoltaico nei due siti industriali del Gruppo Marcegaglia a Taranto, per una potenza complessiva di 4 MW.

L'investimento complessivo per la realizzazione dell'impianto ammonta a circa 12,9 milioni di euro.

Enel Green Power Strambino Solar S.r.l.

In data 18 marzo 2010, nell'ambito dello sviluppo di progetti fotovoltaici in Puglia, Enel Green Power S.p.A. e Finpiemonte Partecipazioni hanno costituito la società Enel Green Power Strambino Solar S.r.l. partecipando al capitale sociale rispettivamente per il 60% e per il 40%.; tale società è titolare del progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico "green field" di 3 MW circa all'interno di un'area industriale nel comune di Strambino (TO) di proprietà della SIT, società controllata da Finpiemonte Partecipazioni.

Cis interporto

Nell'ambito della realizzazione di impianti fotovoltaici in Italia, Enel Green Power ha stipulato un accordo con Centro Ingrosso Sviluppo Campania (CIS) e Interporto Campano per la costruzione, in Campania, di un impianto fotovoltaico da 25 MW; il più grande progetto integrato su tetti con tecnologia innovativa in Italia e tra i più grandi a livello mondiale.

L'impianto, di proprietà di Enel Green Power, sorgerà nel Comune di Nola, in Provincia di Napoli, e sarà realizzato sulle coperture di immobili commerciali e logistici.

Il costo complessivo dell'impianto ammonta a circa 75 milioni di euro.

Costituzione Enel Green Power Calabria

In data 9 febbraio 2010 è stata costituita la società Enel Green Power Calabria S.r.l..

La costituzione della società è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione di Enel Green Power S.p.A. del 1° febbraio 2010 al fine di poter procedere alla presentazione delle domande di autorizzazione unica per i progetti relativi alla realizzazione di un impianto eolico nel Comune di Bagaladi (RC) e nel Comune di Motta San Giovanni-Montebello Jonico (RC).

Accordo di collaborazione con Sharp

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell'intera catena del valore del fotovoltaico, in data 4 gennaio Enel Green Power ha firmato con Sharp Corporation ("Sharp") e STMicroelectronics N.V. ("STM") un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà localizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. La fabbrica avrà inizialmente una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici pari a 160 MW, che potrà essere incrementata nel corso dei prossimi anni fino a 480 MW all'anno e sarà la più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici a livello nazionale. È previsto che la produzione dei pannelli sia avviata nel secondo semestre del 2011. Inoltre, nel centro di ricerca sito in Catania, Enel Green Power e Sharp stanno conducendo sperimentazioni sulla tecnologia solare a concentrazione.

Nella stessa data, Enel Green Power e Sharp hanno inoltre sottoscritto un accordo per la creazione di una *joint venture* paritetica con l'obiettivo di sviluppare entro il 2016 nuovi campi fotovoltaici, per una capacità installata totale di circa 500 MW nella regione mediterranea, utilizzando i pannelli prodotti nell'impianto di Catania. L'efficacia degli accordi è condizionata all'approvazione da parte delle competenti autorità regolatorie.

Progetto Desertec

In data 22 marzo 2010, nell'ambito del Progetto Desertec, Enel Green Power ha acquistato 1 azione della società di diritto tedesco Dii GmbH.

Eestero

Padoma Wind Power

In data 11 gennaio 2010, Enel North America e NRG Energy hanno raggiunto un accordo che consente di acquisire da NRG, Padoma Wind Power, società specializzata nello sviluppo dell'eolico. Padoma sta sviluppando circa 4.000 MW di progetti potenziali in California, che una volta realizzati contribuiranno al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo del 33% di vendita di energia rinnovabile ai consumatori finali, fissato dal "Renewable Portfolio Standard" dello Stato della California.

Infine le due società hanno raggiunto un accordo in base al quale NRG manterrà un diritto di prelazione nel caso in cui Enel North America cerchi un socio nei progetti Padoma.

Processo di riorganizzazione nella Penisola Iberica

In data 22 marzo 2010, Enel Green Power International B.V. ha acquisito il controllo della società Endesa Cogeneracion y Renovables S.L. (di seguito EcyR), posseduta al 100% da Endesa Generación S.A., operante nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo. La Società dispone di una capacità installata complessiva pari (a fine 2009) a circa 800 MW attribuibili, di cui 720 MW eolici, 27 MW mini-idro, 12 MW fotovoltaici e 44 MW da cogenerazione, per un Ebitda complessivo pari a 108 milioni di euro.

L'operazione è stata attuata attraverso i seguenti passaggi:

- EcyR ha ridotto il proprio capitale, distribuito dividendi e riserve di patrimonio netto per un valore complessivamente pari a circa 544 milioni di euro (128 milioni di euro quale riduzione di capitale e 416 milioni di euro quale distribuzione di dividendi);
- Enel Green Power International B.V. ha quindi acquistato una quota del 30% del capitale di EcyR (*post* riduzione di capitale e distribuzione dividendi e riserve), per un corrispettivo pari a circa 326

milioni di euro, stimato sulla base della valutazione condotta da due banche che hanno valutato le due società per conto di Enel Green Power ed Endesa Generación;

- Ecyr ha infine deliberato successivamente un aumento di capitale riservato alla sola Enel Green Power International B.V. coperto (i) in parte attraverso il conferimento della partecipazione del 50% detenuta in EUFER per un valore di Euro 280 milioni ed (ii) in parte, attraverso contestuale conguaglio in cassa, per un valore pari a circa 534 milioni di euro.

Al termine di tale operazione, Enel Green Power International B.V. è giunta ad una quota complessiva pari al 60% del capitale di Ecyr.

20.1.1.42 Modifiche alla struttura organizzativa

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;
- Stati Uniti.

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

Di seguito vengono riportati principali dati economici, patrimoniali e finanziari al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009 e 2008 delle nuove strutture, determinati riclassificando i dati riportati nella Nota 20.1.1.5 come esposto di seguito:

- Italia ed Europa: accoglie i dati attribuiti, sulla base della precedente struttura, all'Area Italia (al netto di Enel.si) e all'Area Resto d'Europa (al netto di Eufer);
- Iberia e America Latina: accoglie i dati attribuiti, sulla base della precedente struttura, all'Area America Latina e alla società Eufer;
- Stati Uniti: coincide con l'Area precedente;
- Enel.si: accoglie i dati relativi alla società Enel.si, attribuiti nella Nota 20.1.1.5 all'Area Italia.

Risultati per area geografica

<i>(Milioni di euro)</i>	Italia ed	Enel.si	Iberia e	Nord	Elisioni e	Totale
Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009	Europa		America Latina	America	Rettifiche	
Ricavi verso Terzi	1.103	178	352	144	0	1.777
Ricavi intersettoriali	17	-	-	-	(17)	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	-	-	-	-	118
Margine operativo lordo	898	7	212	90	-	1.207
Ammortamenti e perdite di valore	317	1	57	41	-	416
Utile operativo	581	6	155	49	-	791
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(133)
Imposte						219
Utile dell'esercizio						439
Attività operative	5.619	125	1.574	857	(20)	8.155
Passività operative	465	79	145	47	(20)	716
Investimenti (al lordo contributi)	453	1	254	36	0	744
Dipendenti a fine esercizio (n)	1.752	88	565	280	0	2.685

<i>(Milioni di euro)</i>	Italia ed	Enel.si	Iberia e	Nord	Elisioni e	Totale
Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2008	Europa		America Latina	America	Rettifiche	
Ricavi verso Terzi	1.175	153	373	106	-	1.807
Ricavi intersettoriali	22	-	-	-	(22)	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(31)	-	-	-	-	(31)
Margine operativo lordo	838	6	233	64	-	1.141
Ammortamenti e perdite di valore	346	(1)	46	27	-	418
Utile operativo	493	7	186	37	-	723
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						5
Imposte						(339)
Utile dell'esercizio						834
Attività operative	5.071	153	1.346	924	(27)	7.467
Passività operative	242	107	221	61	(26)	605
Investimenti (al lordo contributi)	387	-	223	289	-	899
Dipendenti a fine esercizio (n)	1.522	124	490	267	-	2.403

La seguente tabella rappresenta la riconciliazione tra attività e passività per aree geografica e quelle espone nello schema di stato patrimoniale al 31 dicembre 2009 e 2008:

<i>(Milioni di euro)</i>	Al 31 Dicembre 2009	Al 31 Dicembre 2008
Totale attività	9.494	8.712
- avviamento	532	453
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	261	223
- attività finanziarie non correnti	35	132
- attività finanziarie correnti	228	191
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	144	163
- attività per imposte anticipate	121	68
- crediti per imposte sul reddito	18	15
Attività operativa	8.155	7.467
Totale passività	6.930	6.516
- finanziamenti*	5.659	5.565
- passività finanziarie non correnti	22	15
- passività finanziarie correnti	85	36
- TFR ed altri benefici ai dipendenti	59	43
- passività per imposte differite	182	195
- debiti per imposte sul reddito	207	57
Passività operativa	716	605

* Finanziamenti a lungo termine.

Finanziamenti a breve termine.

Quote corrente dei finanziamenti a lungo termine.

20.2 Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2010

Di seguito si riportano le informazioni patrimoniali, finanziarie ed economiche consolidate dell'Emittente per il semestre chiuso al 30 giugno 2010. Tali informazioni sono state sostanzialmente derivate dal bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010 (il "**Bilancio Semestrale**"), approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 28 luglio 2010 e assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 4 agosto 2010. Nel presente paragrafo sono brevemente descritti i criteri seguiti per la predisposizione Bilancio Semestrale.

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

<i>(Milioni di euro)</i>	Note	2010	Primi sei mesi
	20.2.1		2009
			unaudited
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	.5.a	956	868
Altri ricavi	.5.b	20	25
		976	893
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	6.a	122	57
Servizi	.6.b	156	143
Costo del personale	.6.c	89	77
Ammortamenti e perdite di valore	.6.d	236	201
Altri costi operativi	.6.e	30	24
Costi per lavori interni capitalizzati	.6.a-6.c	(9)	(12)
		624	490
Proventi da gestione rischio commodity	.7	63	47
Utile operativo		415	450
Proventi/(Oneri) finanziari netti	.8	(51)	(80)
Proventi finanziari	.8	20	11
Oneri finanziari	.8	(71)	(91)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	.9	3	2
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE		367	372
Imposte	.10	104	133
UTILE DEL PERIODO		263	239
<i>Quota di pertinenza di Gruppo</i>		253	223
<i>Quota di pertinenza di Terzi</i>		10	16
<i>Utile per azione: base e diluito (in Euro)</i>	.27	0,08	0,07

PROSPETTO DELL'UTILE CONSOLIDATO COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO

<i>(Milioni di euro)</i>	Primi sei mesi	
	2010	2009 unaudited
Utile/(Perdite) su derivati cash flow hedge	(59)	1
Utile da differenze cambio da traduzione	286	30
Utile del periodo rilevata direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)	227	31
Utile del periodo rilevato a conto economico	263	239
Totale utile rilevato nel periodo	490	270
Quota di pertinenza:		
- Gruppo	461	239
- Terzi	29	31

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

<i>(Milioni di euro)</i>	Note	30.06.2010	31.12.2009
ATTIVITÀ	20.2.1		
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	.11	8.465	7.200
Attività Immateriali	.12	892	259
Avviamento	.13	960	532
Attività per imposte anticipate	.14	169	121
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	.15	417	261
Attività finanziarie non correnti	.16	121	35
Altre attività non correnti	.17	28	34
		11.052	8.442
Attività correnti			
Rimanenze	.18	36	31
Crediti commerciali	.19	456	512
Crediti tributari	.20	108	18
Attività finanziarie correnti	.21	355	228
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	.22	211	144
Altre attività correnti	.23	192	119
		1.358	1.052
Attività possedute per la vendita	.24	70	0
TOTALE ATTIVITÀ		12.480	9.494
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		30.06.2010	31.12.2009
Patrimonio netto del Gruppo			
Capitale sociale	.25	1.000	600
Altre riserve	.25	5.279	1.366
Utile del periodo di Gruppo		253	418
		6.532	2.384
Patrimonio netto di terzi	.26	692	180
<i>Di cui risultato del periodo Terzi</i>		<i>10</i>	<i>21</i>
TOTALE PATRIMONIO NETTO		7.224	2.564
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	.28	1.331	1.131
TFR ed altri benefici ai dipendenti		47	46
Fondo rischi ed oneri	.29	105	68
Passività per imposte differite	.14	414	182
Passività finanziarie non correnti	.30	54	22
Altre passività non correnti	.31	74	63
		2.025	1.512
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	.32	2.153	4.413
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	.28	145	115
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	.29	9	13
Debiti commerciali	.33	596	454
Debiti per imposte sul reddito	.34	128	207
Passività finanziarie correnti	.35	33	85
Altre passività correnti	.36	119	131
		3.183	5.418
Passività possedute per la vendita	.37	48	0
TOTALE PASSIVITÀ		5.256	6.930
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		12.480	9.494

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(Milioni di euro)	Altre riserve				Totale Altre riserve	Utile del periodo di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Altre riserve diverse	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva di traduzione					
Al 31 Dicembre 2009	600	1.418	40	(92)	1.366	418	2.384	180	2.564
Utile rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	(59)	267	208	-	208	19	227
Utile del periodo	-	-	-	-	-	253	253	10	263
Conto economico complessivo delta PN	-	-	(59)	267	208	253	461	29	490
Allocazione risultato d'esercizio	-	418	-	-	418	(418)	-	-	-
Ricapitalizzazione	400	3.300	-	-	3.300	-	3.700	-	3.700
Acquisizioni da società sotto comune controllo	-	(13)	-	-	(13)	-	(13)	483	470
Al 30 giugno 2010	1.000	5.123	(19)	175	5.279	253	6.532	692	7.224

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO

	Note 20.2.1	30-giu-10	30-giu-09 unaudited
Utile di periodo		263	239
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore	.6.d	236	201
Accantonamenti ai fondi rischi ed oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		4	6
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(3)	(2)
Oneri finanziari netti	.8	51	82
Imposte	.10	104	133
Minusvalenze e altri elementi non monetari		55	(2)
<i>Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>		<i>710</i>	<i>657</i>
Incremento (decremento) fondi rischi e oneri		(4)	(8)
(Incremento)/ Decremento di rimanenze		-	(9)
(Incremento)/ Decremento crediti e debiti commerciali	.19, .33	66	(108)
(Incremento)/ Decremento di altre attività/passività correnti e non correnti	.17, .23, .36	(178)	(118)
Interessi attivi (passivi) e altri proventi (oneri) finanziari pagati		(36)	(34)
Imposte pagate		(297)	(61)
Flusso di cassa generato da attività operativa (a)		261	319
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	.11	(336)	(278)
Investimenti in attività immateriali	.12	(3)	(2)
Investimenti in imprese o rami di imprese al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti	.3	(809)	(12)
Incremento (decremento) di altre attività investimento		(94)	-
Flusso di cassa assorbito da attività di investimento (b)		(1.242)	(292)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	.27	80	166
Rimborsi ed altre variazioni nette di debiti finanziari	.28	957	(231)
Flusso di cassa generato da attività di finanziamento (c)		1.037	(65)
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		11	-
Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		67	(38)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	.22	144	163
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	.22	211	125

20.2.1 Note di commento

20.2.1.1 Principi contabili e criteri di valutazione adottati per la predisposizione del Bilancio Semestrale

Conformità agli IFRS/IAS

Il Bilancio Semestrale è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS/IAS) emanati Dall'International Accounting Board (IASB), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo, alle interpretazioni emesse

dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), nonché alle interpretazioni dello Standing Interpretations Committee (SIC), in vigore alla stessa data. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

In particolare, il Bilancio Semestrale è stato redatto in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali (IAS 34 – Bilanci intermedi).

I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati per la predisposizione del Bilancio Semestrale sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1.1.1).

Il Bilancio Semestrale 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 nel paragrafo 20.2.2.

20.2.1.2 Gestione dei rischi finanziari

Rischio Mercato

Enel Green Power S.p.A., nell'esercizio della propria attività di holding industriale, è esposta a diversi rischi di mercato ed in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle *commodity*.

Il rischio di tasso di interesse è connesso alla variabilità degli oneri finanziari del debito a medio – lungo termine; nell'ambito dell'attività di vendita a termine dell'energia attraverso indicizzazioni al prezzo delle *commodity* energetiche denominate in dollari statunitensi, il Gruppo è esposto contemporaneamente al rischio *commodity* e al rischio tasso di cambio. Un'ulteriore fonte di esposizione al rischio cambio deriva inoltre dalla presenza di flussi finanziari connessi con finanziamenti infragruppo denominati in valuta estera.

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 ed all'interno del Gruppo Enel; in particolare, la controparte interna per le operazioni in derivati su *commodity* è Enel Trade S.p.A., mentre per le operazioni in derivati su tasso di interesse e di cambio è la Capogruppo Enel S.p.A..

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, che rappresenta il corrispettivo per l'eventuale estinzione anticipata alla data di rilevazione, 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 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 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 chiusura contabile.

Rischio tasso di interesse

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 contratti di *interest rate swap* e *interest rate option*. 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; i contratti di *interest rate option* prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti (c.d. *strike*), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un capitale nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. *cap*) o il tasso minimo (c.d. *floor*) al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura. È possibile inoltre effettuare strategie di copertura tramite combinazioni di opzioni (c.d. *collar*), che consentono di fissare contemporaneamente il tasso minimo ed il tasso massimo; in tal caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. *zero cost collar*).

I contratti di *interest rate option* vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative del Gruppo sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l'utilizzo degli *interest rate option* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, consentendo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse.

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.

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

In base all'analisi dell'indebitamento del Gruppo, si rileva che l'indebitamento a medio e lungo termine verso terzi è per il 72% indicizzato a tasso variabile (73% al 31 dicembre 2009); le operazioni in derivati di copertura designate di *cash flow hedge* riducono tale esposizione al 35% (43% al 31 dicembre 2009). Considerando ai fini del rapporto di copertura anche 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*, tale percentuale si attesta al 33% (41% al 31 dicembre 2009).

L'indebitamento finanziario netto comprensivo della posizione verso altre società del Gruppo Enel è per il 90% indicizzato a tasso variabile; le operazioni in derivati di copertura designate di *cash flow hedge* riducono tale esposizione al 75%. Considerando ai fini del rapporto di copertura anche 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*, tale percentuale si attesta al 74%.

Al 30 Giugno 2010 se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 248 mila euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *CFH* (206 mila euro al 31 dicembre 2009). Al 30 Giugno 2010 se i tassi di interesse a tale data fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe

stato più basso di 249 mila euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *CFH* (206 mila euro al 31 dicembre 2009).

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, Enel Green Power S.p.A. stipula con Enel S.p.A. contratti *forward* allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dall'euro, tipicamente dollari statunitensi. Generalmente la scadenza dei contratti *forward* non eccede i 12 mesi.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 28% (29% al 31 Dicembre 2009) dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro, quasi interamente riferibile ad indebitamento denominato nella valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrici della posizione debitoria.

Al 30 Giugno 2010 se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 13,5 milioni di euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 16,5 milioni di euro a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*. Al 31 dicembre 2009, non sussistendo coperture di *cash flow hedge*, non si è registrata alcuna esposizione del patrimonio netto alle oscillazioni dei tassi di cambio di mercato.

20.2.1.3 Principali Variazioni area di consolidamento

Le principali operazioni di acquisizione avvenute nel corso del primo semestre 2010 sono dettagliate nel seguito.

Aggregazioni aziendali sotto comune controllo

L'acquisizione in oggetto si configura come come un'operazione *under common control* e cioè come un'operazione di aggregazione aziendale in cui l'acquirente e l'entità acquisita (nella circostanza rispettivamente la Società e il Gruppo Ecyr) sono controllate dalla medesima entità (Enel) sia prima, sia dopo l'aggregazione, e tale controllo non è transitorio.

In data 15 marzo e 17 marzo 2010, i Consigli di Amministrazione di Endesa, Enel ed Enel Green Power hanno approvato un'operazione finalizzata all'integrazione delle attività di Endesa e di Enel Green Power nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo.

In particolare, le attività nelle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo erano sviluppate da Endesa attraverso Endesa Cogeneración y Renovables S.L. (oggi Enel Green Power España S.L., di seguito detta "Ecyr"), società interamente posseduta da Endesa Generación S.A. (a sua volta integralmente controllata da Endesa ed indirettamente da Enel S.p.A.) costituita nel 1996 e che negli anni 1999 e 2000, attraverso operazioni di acquisizione e di fusione, ha integrato tutte le attività delle società controllate da Endesa relative alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Nell'ambito dell'operazione di acquisizione di Endesa da parte di Enel S.p.A., in quattro *tranches* in data 25 giugno, 31 luglio, 15 e 29 dicembre 2009, Endesa ha ceduto ad Acciona alcuni impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo per complessivi 2.079 MW per un corrispettivo di circa Euro 2.817 milioni.

Enel Green Power era già attiva in Spagna e Portogallo attraverso EUFER, la *joint venture* paritetica con Gas Natural/Unión Fenosa, detenuta indirettamente da Enel Green Power tramite Enel Green Power International B.V..

L'operazione è volta a garantire, all'interno del perimetro di Enel Green Power, una gestione unitaria allo sviluppo nella penisola iberica di tutte le attività di Enel Green Power e di Endesa nel campo delle fonti rinnovabili. Tale obiettivo è ora perseguito attraverso Enel Green Power España.

L'integrazione è stata infatti realizzata in data 22 marzo 2010 per un corrispettivo complessivo pari a Euro 1.140 milioni, di cui Euro 860 milioni pagati in contanti (come evidenziato nella tabella di seguito) e Euro 280 milioni attraverso il conferimento di una partecipazione. In particolare, l'integrazione è avvenuta attraverso le seguenti fasi: (i) l'acquisizione da parte di Enel Green Power International B.V. da Endesa Generación S.A. del 30% di Ecyr per un corrispettivo pari a circa Euro 326 milioni; (ii) un aumento di capitale di Ecyr riservato a Enel Green Power International B.V., sottoscritto mediante il conferimento della partecipazione pari al 50% detenuta da Enel Green Power International B.V. nel capitale di EUFER per un valore pari a Euro 280 milioni e un versamento in contanti pari a circa Euro 534 milioni. L'acquisizione della partecipazione del 30% e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di Ecyr sono state realizzate a valore di mercato, applicando il metodo del *discounted cash flow*, e hanno formato oggetto di valutazione da parte di due banche di investimento indipendenti le quali hanno rilasciato un'apposita *fairness opinion*. L'operazione ha consentito a Enel Green Power International B.V. di detenere, a seguito dell'aumento di capitale, una quota complessiva pari al 60% del nuovo capitale sociale di Ecyr.

La seguente tabella dà evidenza dell'attivo netto acquistato di Ecyr:

<i>(Milioni di euro)</i>	
ATTIVITÀ	
Attività non correnti	
Immobili, impianti e macchinari	921
Attività Immateriali	625
Avviamento	330
Attività per imposte anticipate	31
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	138
Attività finanziarie non correnti	148
	2.193
Attività correnti	
Rimanenze	4
Crediti commerciali	37
Crediti tributari	32
Attività finanziarie correnti	6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	83
Altre attività correnti	53
	215
TOTALE ATTIVITÀ	2.408
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	201
TFR ed altri benefici ai dipendenti	1
Fondo rischi ed oneri	17
Passività per imposte differite	243
Passività finanziarie non correnti	7
Altre passività non correnti	9
	478
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine	333
Debiti commerciali	169
Debiti per imposte sul reddito	31
Altre passività correnti	67
	600
TOTALE PASSIVITÀ	1.078
Patrimonio netto di terzi	483
ATTIVO NETTO ACQUISITO	847
VALORE DELL'OPERAZIONE	860
Corrispettivo dell'acquisizione	860
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(83)
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione	777

I dati in oggetto riflettono l'allocazione del prezzo di acquisizione delle attività e passività acquisite. In conformità ai principi contabili adottati dal Gruppo, tale allocazione è stata rilevata attribuendo alle attività e alle passività acquisite gli stessi valori contabili inseriti nel bilancio consolidato dell'entità controllante comune Enel alla data del trasferimento. La differenza tra il costo sostenuto dal Gruppo per l'acquisizione e il valore netto contabile delle attività e passività acquisite risultante dal bilancio consolidato Enel, è contabilizzato a rettifica del patrimonio netto del Gruppo. A tale proposito occorre segnalare che l'acquisizione da parte del gruppo Enel del gruppo Endesa, del quale Ecyr costituisce una controllata, si è completata in data 25 giugno 2009 e alla data del 30 giugno 2010 il processo di allocazione del prezzo di acquisizione è stato completato; pertanto, i valori qui indicati rappresentano la rilevazione definitiva della

differenza tra il costo della partecipazione ed il valore delle attività acquisite e delle passività assunte in oggetto.

Nella seguente tabella sono rappresentate le informazioni economiche di Ecyr, senza Eufer, che hanno contribuito al risultato economico del Gruppo nel semestre chiuso al 30 giugno 2010.

<i>(Milioni di euro)</i>	Semestre chiuso al 30 Giugno 2010
Totale Ricavi	53
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-
Costi per:	
Materie prime e materiali di consumo	9
Servizi	13
Personale	3
Altri costi operative	1
Lavori interni capitalizzati	-
Totale Costi	26
EBITDA	27
Ammortamenti e perdite di valore	23
Utile operativo	4
Proventi finanziari	3
Oneri finanziari	(10)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	8
Utile prima delle imposte	5
Imposte	(1)
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	6

Nella seguente tabella sono rappresentate le informazioni patrimoniali di Ecy, senza Eufer, al 30 giugno 2010, prima delle scritture di consolidamento.

<i>(Milioni di euro)</i>	
ATTIVITÀ	
Attività non correnti	
Immobili, impianti e macchinari	921
Attività Immateriali	620
Avviamento	55
Attività per imposte anticipate	31
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	421
Attività finanziarie non correnti	72
	2.120
Attività correnti	
Rimanenze	4
Crediti commerciali	29
Crediti tributari	10
Attività finanziarie correnti	78
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	56
Altre attività correnti	50
	227
Attività possedute per la vendita	5
TOTALE ATTIVITÀ	2.352
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	153
TFR ed altri benefici ai dipendenti	1
Fondo rischi ed oneri	22
Passività per imposte differite	240
Passività finanziarie non correnti	10
Altre passività non correnti	8
	434
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine	389
Debiti commerciali	160
Debiti per imposte sul reddito	13
Altre passività correnti	18
	580
TOTALE PASSIVITÀ	1.014
Patrimonio netto di gruppo	1.288
Patrimonio netto di terzi	50
PATRIMONIO NETTO	1.338
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	2.352

Acquisizioni da terzi- Estero

In data 11 Gennaio 2010 Enel Green Power ha acquistato, tramite la propria controllata Enel North America Inc., il 100% del capitale sociale di Padoma Wind Power LLC, società operante nel settore eolico, per un corrispettivo complessivo pari a 40 milioni di euro. La determinazione dei fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione è stata effettuata su base provvisoria, poiché alla data di redazione della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2010, sono ancora in corso alcuni processi valutativi.

Con riferimento all'acquisizione della partecipazione Padoma Wind Power LLC, la seguente tabella evidenzia le attività e passività acquisite, il valore provvisorio dell'avviamento identificato e i flussi di cassa utilizzati.

ATTIVO NETTO ACQUISITO	5
Avviamento	30
VALORE DELL'OPERAZIONE	35
Corrispettivo dell'acquisizione	35
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione	35
di cui pagato	24
ancora da versare	11

Acquisizioni da terzi- Italia

Nel corso del primo semestre 2010, Enel Green Power ha acquistato Enel Green Power Calabria, Maicor Wind, Enel Green Power Puglia (già Italgest Wind), Enel Green Power Strambino Solar, Altomonte FV, Enerlive, Energia Eolica e Enel Green Power TSS (già Anemos 1), per un corrispettivo complessivo pari a 10 milioni di euro.

ATTIVO NETTO ACQUISITO	4
Avviamento	23
Badwill	(3)
VALORE DELL'OPERAZIONE	24
Corrispettivo dell'acquisizione	10
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(3)
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione	7

20.2.1.4 Informativa per settore operativo

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;
- Stati Uniti.

È inoltre presente una struttura dedicata ad Enel.si, con responsabilità autonome rispetto all'Area Italia ed Europa.

I criteri per identificare i settori d'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 che all'estero e gli indicatori utilizzati dal management del Gruppo nell'ambito dei relativi processi di analisi dei risultati dei settori al e per il semestre chiuso al 30 giugno 2010 e per il semestre chiuso al 30 giugno 2009 opportunamente riclassificato:

Risultati per area geografica del primo semestre 2010

(Milioni di euro)

	Italia e Europa	Enel.si	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	575	82	243	76	-	976
Ricavi intersettoriali	5	-	-	-	(5)	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	54	-	-	9	-	63
Margine operativo lordo	469	1	132	49	-	651
Ammortamenti e perdite di valore	155	-	56	25	-	236
Utile operativo	314	1	76	24	-	415
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(48)
Imposte						104
Utile del periodo						263
Attività operative	5.703	71	3.363	1.003	(71)	10.069
Passività operative	477	95	339	63	(71)	903
Investimenti (al lordo contributi)	229	-	82	28	-	339

Risultati per area geografica del primo semestre 2009 *unaudited*

(Milioni di euro)

	Italia e Europa	Enel.si	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	599	39	182	73	-	893
Ricavi intersettoriali	-	-	-	-	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	47	-	-	-	-	47
Margine operativo lordo	488	(10)	125	48	-	651
Ammortamenti e perdite di valore	154	-	25	22	-	201
Utile operativo	334	(10)	100	26	-	450
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(78)
Imposte						133
Utile del periodo						239
Attività operative (*)	5.619	125	1.574	857	(20)	8.155
Passività operative (*)	465	79	145	47	(20)	716
Investimenti (al lordo contributi)	139	-	123	18	-	280

(*) al 31 dicembre 2009

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

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Totale attività	12.480	9.494	2.986
- avviamento	960	532	428
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	417	261	156
- attività finanziarie non correnti	121	35	86
- attività finanziarie correnti	355	228	127
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	211	144	67
- attività per imposte anticipate	169	121	48
- crediti tributari	108	18	90
- attività destinate alla vendita	70	-	70
Attività operativa	10.069	8.155	1.914
Totale passività	5.256	6.930	(1.674)
- finanziamenti*	3.629	5.659	(2.030)
- passività finanziarie non correnti	54	22	32
- passività finanziarie correnti	33	85	(52)
- TFR ed altri benefici ai dipendenti	47	59	(12)
- passività per imposte differite	414	182	232
- debiti per imposte sul reddito	128	207	(79)
- passività destinate alla vendita	48	-	48
Passività operativa	903	716	187

* Finanziamenti a lungo termine.

Finanziamenti a breve termine.

Quote corrente dei finanziamenti a lungo termine.

Informazioni sul Conto Economico consolidato

20.2.1.5 Ricavi

20.2.1.5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – 956 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

<i>(Milioni di euro)</i>	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Energia	856	809	47
- di cui Gruppo Enel	104	64	40
Altre vendite e prestazioni	100	59	41
- di cui Gruppo Enel	3	3	-
Totale	956	868	88

I ricavi per vendita “Energia” si riferiscono per 751 milioni di euro alla vendita di energia (in aumento di 24 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009) e per 105 milioni di euro a certificati verdi ed altri incentivi (in aumento di 23 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009).

La variazione positiva rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2009 è dovuta principalmente alla Variazione del Perimetro di Consolidamento, pari a 52 milioni di euro, e deriva dalla vendita di energia elettrica a terzi.

La quota di ricavi in oggetto riferibile al Gruppo Enel è sostanzialmente relativa alla vendita di Energia attraverso contratti bilaterali e alla vendita di Certificati verdi.

Le “Altre vendite e prestazioni” si riferiscono principalmente alla vendita diretta e indiretta di materiale fotovoltaico e alla realizzazione di impianti fotovoltaici (78 milioni di euro, in aumento di 48 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009).

20.2.1.5.b Altri ricavi – 20 milioni di euro

Gli “Altri ricavi” si riferiscono a servizi e prestazioni accessorie fornite, tra cui la cessione a terzi dell’acqua dalle centrali per usi diversi dalla produzione di energia elettrica (irrigazione) e la cessione di energia termica.

20.2.1.6 Costi

20.2.1.6.a Materie prime e materiali di consumo – 122 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell’esercizio precedente:

<i>(Milioni di euro)</i>	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Materiali	78	41	37
Energia elettrica	29	10	19
- di cui Gruppo Enel	3	1	2
Combustibili e gas	15	6	9
Totale	122	57	65
- di cui capitalizzati	1	3	(2)

I costi per acquisto di “Materiali” si riferiscono principalmente agli acquisti di materiale fotovoltaico da parte di Enel.si per la rivendita, pari a 68 milioni di euro ed in aumento di 32 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009.

I costi per acquisto di “Energia elettrica” si riferiscono all’energia elettrica acquistata per il funzionamento dei servizi ausiliari di centrale, direttamente o indirettamente connessi alla produzione di energia elettrica, ai servizi di illuminazione e di forza motrice e all’energia acquistata a Panama nell’ambito del contratto di vendita di energia (quest’ultimi pari a 20 milioni di euro, in aumento di 15 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2009 a causa delle conseguenze negative del fenomeno atmosferico del Pacifico El Nino).

I costi per acquisto di “Combustibili e gas” si riferiscono principalmente agli impianti di cogenerazione delle società spagnole (Cooling Heating and Power); il costo attribuibile agli impianti entrati nel Perimetro di consolidamento a seguito dell’acquisizione di Ecyr è pari a 7 milioni di euro.

20.2.1.6.b Servizi –156 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

<i>(Milioni di euro)</i>	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Manutenzioni e riparazioni	31	18	13
Costi per godimento beni di terzi	26	22	4
-di cui Gruppo Enel	2	2	-
Costi di trasmissione	11	10	1
Altri costi per servizi	88	93	(5)
-di cui Gruppo Enel	39	50	(11)
Totale	156	143	13

L'incremento dei costi per "Manutenzioni e riparazioni" riflette sia la variazione del perimetro di consolidamento a seguito dell'acquisizione di Ecyr, sia l'entrata in esercizio di nuovi impianti.

I "Costi per godimento di beni da terzi" sono costituiti principalmente da canoni di derivazioni acqua, canoni demaniali, sovraccanoni relativi ai bacini imbriferi montani (BIM) e rivieraschi dovuti agli enti pubblici locali a fronte di concessioni di utilizzo delle acque pubbliche a scopo idroelettrico.

Gli "Altri costi per servizi" accolgono principalmente i costi generali indirettamente connessi alla produzione in parte regolati da contratti con il Gruppo Enel, il cui contenuto è descritto nella successiva Nota 20.2.1.40, i corrispettivi per prestazioni professionali e tecniche e consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale (15 milioni di euro), premi assicurativi per polizze di varia natura connesse alla copertura dei rischi (7 milioni di euro), i costi per servizi connessi al personale, principalmente spese di viaggio e trasferte (4 milioni di euro) e fee e corrispettivi per il diritto di utilizzo di capacità di trasporto a GME S.p.A. (5 milioni di euro).

20.2.1.6.c Costo del personale – 89 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

<i>(Milioni di euro)</i>	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Salari e stipendi	68	59	9
Oneri sociali	16	14	2
TFR ed altri benefici ai dipendenti	3	3	-
Altri costi	2	1	1
Totale	89	77	12
- di cui capitalizzati	8	9	(1)

La voce "TFR ed altri benefici ai dipendenti", pari a 3 milioni di euro, è relativa ai benefici pensionistici e ad altri benefici come descritto nella nota relativa al "Trattamento Fine Rapporto".

L'incremento del costo del personale riflette la maggiore consistenza media e, per 3 milioni di euro, la variazione del perimetro di consolidamento.

20.2.1.6.d Ammortamenti e perdite di valore – 236 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

<i>(Milioni di euro)</i>	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	219	194	25
Ammortamento attività immateriali	14	7	7
Perdite di valore	3	-	3
Totale	236	201	35

L'incremento degli ammortamenti e perdite di valore deriva per 23 milioni di euro dalla variazione del perimetro di consolidamento e per il residuo dall'entrata in esercizio di alcuni impianti.

20.2.1.6.e Altri costi operativi – 30 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio al 30 giugno 2010 confrontata con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

<i>(Milioni di euro)</i>	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Imposte e tasse	14	9	5
Contributi	10	12	(2)
Altri oneri diversi di gestione	6	3	3
Totale	30	24	6

La voce "Contributi" accoglie i contributi riconosciuti a Comuni, Province e Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le parti.

20.2.1.7 Proventi netti da gestione rischio commodity – 63 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per il primo semestre 2010:

(Milioni di euro)	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Proventi realizzati su derivati:	56	92	(36)
di trading – non copertura su prezzo commodity	-	30	(30)
CFH – copertura prezzo commodity	56	62	(6)
Rettifiche di proventi da valutazione a.p. per partite chiuse nell'anno su derivati:	-	32	(32)
di trading – non copertura su cambio commodity	-	31	(31)
di trading – non copertura su prezzo commodity	-	1	(1)
Proventi da valutazione	9	-	9
CFH – copertura prezzo commodity (quota inefficace)	9	-	9
Totale proventi da gestione rischio commodity	65	60	5
Oneri realizzati su derivati di trading e non copertura su prezzo commodity	2	16	(14)
di trading – non copertura su prezzo commodity	1	5	(4)
di trading – non copertura su cambio commodity	-	6	(6)
CFH – copertura prezzo commodity	1	5	(4)
Rettifiche di oneri da valutazione a.p. per partite chiuse nell'anno:	-	3	(3)
di trading – non copertura su cambio commodity	-	3	(3)
Totale oneri da gestione rischio commodity	2	13	(11)

I “Proventi netti da gestione rischio *commodity*” si riferiscono per 56 milioni di euro a proventi netti realizzati su contratti derivati su *commodity* chiusi al 30 giugno 2010 e per 9 milioni di euro al rilascio a conto economico della porzione rilevata di un derivato di copertura.

I contratti sono posti in essere con la correlata Enel Trade S.p.A. per la parte relative alla commodity e con Enel S.p.A. per la copertura del rischio connesso alla differenza cambi, in quanto i contratti di copertura con Enel Trade S.p.A. sono stipulati in dollari.

20.2.1.8 Oneri finanziari netti – (51) milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per il primo semestre 2010:

(Milioni di euro)	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Differenze positive di cambio	7	2	5
Interessi ed altri proventi da attività finanziarie	7	6	1
Proventi da strumenti finanziari derivati	6	3	3
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	20	11	9
- di cui Gruppo Enel	7	3	4
Differenze negative di cambio	7	8	(1)
Interessi ed altre oneri da passività finanziarie	55	80	(25)
- finanziamenti a lungo termine	36	27	9
- finanziamenti a breve termine	18	52	(34)
- oneri finanziari su benefici a dipendenti	1	1	-
Svalutazione e ripristino attività finanziarie	4	-	4
Oneri da strumenti finanziari derivati	5	3	2
TOTALE ONERI FINANZIARI	71	91	(20)
- di cui Gruppo Enel	30	53	(23)
ONERI FINANZIARI NETTI	(51)	(80)	29

La voce “Interessi e altri oneri da passività finanziarie: finanziamenti a breve termine” si riferisce prevalentemente agli interessi maturati sul conto corrente intersocietario in essere con la controllante Enel S.p.A., che si sono ridotti a seguito della rinuncia a 3,7 miliardi di euro di crediti finanziari effettuata da Enel S.p.A. in data 17 marzo 2010.

20.2.1.9 Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 3 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per il primo semestre 2010:

(Milioni di euro)	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Proventi da partecipazioni in società collegate	8	6	2
Oneri da partecipazioni in società collegate	(5)	(4)	(1)
Totale	3	2	1

I proventi da partecipazioni si riferiscono principalmente ad imprese facenti parte del gruppo spagnolo ECYR, attraverso due suoi sub gruppi, Finerge e Térmica Portuguesa.

Gli oneri sono invece relativi alle società collegate Geronimo e Tradewind.

20.2.1.10 Imposte – 104 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per il primo semestre 2010:

(Milioni di euro)	Primi sei mesi		Variazione
	2010	2009 unaudited	
Imposte correnti	108	134	(26)
Imposte differite (anticipate)	(4)	(1)	(3)
Totale	104	133	(29)

La variazione delle imposte consolidate riflette principalmente la variazione delle imposte della capogruppo, in diminuzione di 25 milioni di euro (pari a 85 milioni di euro al 30 giugno 2010 e 110 milioni di euro al 30.06.09) per effetto sostanzialmente dell'agevolazione della Tremonti TER (che ha comportato una variazione permanente in diminuzione di 75 milioni di euro).

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

(Milioni di euro)	2010		2009 unaudited		Variazione
Risultato ante imposte	367		372		(5)
Imposte teoriche	101	27,5%	102	27,5%	(1)
Effetto aliquote locali	(7)	(1,8%)	1	0,3%	(8)
Addizionale IRES	16	4,4%	19	5,2%	(3)
Effetto Tremonti Ter	(25)	(6,7%)	-	0,0%	(25)
Differenze permanenti e partite minori	2	0,5%	(5)	(1,4%)	7
IRAP	16	4,4%	16	4,4%	-
TOTALE	104	28,2%	133	35,8%	(29)

Informazioni sullo stato patrimoniale consolidato

Attività non correnti

20.2.1.11 Immobili, impianti e macchinari – 8.465 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

(Milioni di euro)	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Terreni e fabbricati	936	931	5
Impianti e macchinari	5.977	5.121	856
Altri beni	115	89	26
Attività materiali in corso e acconti	1.437	1.059	378
TOTALE	8.465	7.200	1.265

L'incremento della voce si riferisce principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento (pari a 958 milioni di euro), agli investimenti effettuati nel periodo (pari a 336 milioni di euro), alle variazioni positive di cambio (pari a 252 milioni di euro) ed agli ammortamenti registrati nel periodo (pari a 219 milioni di euro).

Di seguito vengono sintetizzati per tipologia gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2010 e 2009:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	30.06.2009
Impianti di produzione:		
- Idroelettrici	58	64
- Geotermici	71	79
- Eolici	176	131
- Biomassa	1	-
- Altre tecnologie	24	-
Totale impianti di produzione	330	274
Terreni, fabbricati e altri beni	6	4
TOTALE	336	278

20.2.1.12 Attività immateriali – 892 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	141	114	27
Altre immobilizzazioni immateriali e contratti di vendita	751	145	606
TOTALE	892	259	633

L'incremento della voce "Attività immateriali" si riferisce principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento (pari a 561 milioni di euro), alle variazioni positive di cambio (pari a 28 milioni di euro) ed agli ammortamenti registrati nel periodo (pari a 14 milioni di euro).

La voce "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" accoglie principalmente il valore dei diritti di sfruttamento dell'acqua delle centrali idroelettriche in America Latina (pari a 77 milioni di euro), del diritto alla produzione di energia elettrica da fonte mini-idroelettrica e i diritti di connessione alle reti di distribuzione in Spagna (pari a 31 milioni di euro).

Le "Altre immobilizzazioni immateriali e contratti di vendita" includono principalmente la valorizzazione effettuata nell'ambito delle Purchase Price Allocation dei contratti di vendita dell'energia (Power Purchase Agreement) e delle autorizzazioni amministrative relative agli impianti eolici operativi o in fase di sviluppo di ECyR.

20.2.1.13 Avviamento – 960 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Endesa Cogeneracion y Renovables	330	-	330
Enel Latin America	274	239	35
Enel North America	128	80	48
Enel Union Fenosa Renovables	89	90	(1)
Perimetro Elica (*)	74	74	-
Enel Green Power France	25	26	(1)
Maicor Wind S.r.l.	17	-	17
Renovables de Guatemala	11	14	(3)
Enel Green Power Romania (già Blue Line)	5	5	-
EGP TSS (ex Anemos)	5	-	5
Portoscuso Energie S.r.l.	1	1	-
Altomonte	1	-	1
Enel Green Power Bulgaria	-	3	(3)
TOTALE	960	532	428

(*) Il "Perimetro ELICA" corrisponde al totale dell'avviamento attribuibile alle società greche: International Wind Parks of Thrace, Wind Park of Thrace S.A., International Wind of Crete S.A., International Wind of Achaia S.A., International Wind of Rhodes S.A., Glafkos Hydroelectrical Station S.A., Aioliko Voskerou S.A. e Hydro Constructional A.E..

La variazione della voce, pari a 428 milioni di euro, è prevalentemente riferibile all'iscrizione del goodwill relativo all'acquisizione del 60% del capitale sociale di Ecyr per un importo pari a 330 milioni di euro, ed al goodwill provvisorio iscritto per l'acquisto della partecipazione in Padoma Wind Power LLC per un importo pari a 35 milioni di euro.

Con riguardo alla stima del valore recuperabile degli avviamenti già iscritti a titolo definitivo nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009, in assenza di nuove indicazioni circa eventuali riduzioni di valore, il Gruppo non ha effettuato alcun impairment di valore.

20.2.1.14 Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite –169 milioni di euro- (414) milioni di euro

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, nonché l’ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le imposte differite.

(Milioni di euro)	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Attività per imposte anticipate:			
- differenze di valore su immobilizzazioni e attività finanziarie	35	26	9
- accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	17	18	(1)
- valutazione strumenti finanziari	12	5	7
- Tax Credit (Nord America)	23	22	1
- altre partite	82	50	32
Totale	169	121	48
Passività per imposte differite:			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	124	119	5
- valutazione strumenti finanziari	7	26	(19)
- allocazione eccessi di costo a elementi dell’attivo	240	-	240
- altre partite	43	37	6
Totale	414	182	232
Attività per imposte anticipate/ (Passività per imposte differite) nette compensabili	(20)	(39)	19
Attività per imposte anticipate non compensabili	143	84	59
Passività per imposte differite non compensabili	354	106	248

L’incremento delle “attività” per imposte anticipate” è riferibile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento per 31 milioni di euro.

La variazione positiva delle “passività per imposte differite” riflette, per un importo pari a 240 milioni di euro, l’imputazione delle imposte differite relative alla parte di costo, sostenuto per l’acquisto della partecipata ECYR, che è stato allocato alle attività e passività acquisite, come descritto al paragrafo “principali variazioni area di consolidamento”.

20.2.1.15 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 417 milioni di euro

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

(Milioni di euro)	31.12.2009		Acquisizioni/ Aumenti di capitale	Variazioni Perimetro di consolidamento	Impatto a conto economico	30.06.2010	
	Valore	Quota %				Valore	Quota %
Gruppo ECYR (*)	-	-	-	133	8	141	-
Elica II (*)	133	30,0%	4	-	-	137	30,0%
La Geo S.A. de Cv	86	36,2%	-	-	-	86	36,2%
Altre minori	42	-	16	-	(5)	53	-
TOTALE	261		20	133	3	417	

(*) Per il dettaglio delle 52 società partecipate, tutte al 30%, che hanno sede in Grecia e delle società rientranti nel Gruppo ECYR si rinvia all’allegato “Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power”.

L'incremento del periodo delle "partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto" è imputabile all'ingresso nel perimetro di consolidamento della partecipata ECYR per 133 milioni di euro e di aumenti di capitale sottoscritti ed acquisizioni effettuate nel periodo per 8 milioni di euro.

20.2.1.16 Attività finanziarie non correnti – 121 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Crediti finanziari a lungo termine verso Terzi e verso collegate	92	17	75
Contratti derivati	11	10	1
Altre attività finanziarie	12	8	4
Titoli	6	-	6
TOTALE	121	35	86

La voce "Crediti finanziari a lungo termine verso Terzi e verso collegate" accoglie principalmente l'importo dei finanziamenti attivi erogati alle società collegate per lo sviluppo di progetti nel Portogallo, per 67 milioni di euro, ed i depositi cauzionali pari a 7 milioni di euro.

La voce "Contratti derivati" accoglie il fair value dei contratti derivati in essere alla data di bilancio. Nella seguente tabella è riportato il valore nozionale e il "fair value" dei derivati in essere suddivisi per tipologia di contratto e per designazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale		Fair value	
	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2010	31.12.2009
Derivati cash flow hedge	1	38	-	10
Commodity	-	38	-	10
Interessi	1	-	-	-
Derivati trading	37	-	11	-
Commodity	37	-	11	-
TOTALE	38	38	11	10

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

20.2.1.17 Altre Attività non correnti – 28 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Contributi da incassare	16	16	-
Crediti tributari	9	11	(2)
Depositi cauzionali attivi di natura operativa	3	3	-
Altri crediti diversi	-	4	(4)
TOTALE	28	34	(6)

La voce "Contributi da incassare" include il credito maturato verso lo Stato Greco per contributi approvati, ma non ancora liquidati dallo stesso.

Attività correnti**20.2.1.18 Rimanenze – 36 milioni di euro**

Le “Rimanenze” presentano un saldo al 30 giugno 2010 pari a 36 milioni di euro (pari a 31 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed accolgono principalmente il valore del magazzino geotermico (14 milioni di euro) e dei certificati bianchi (10 milioni di euro).

20.2.1.19 Crediti commerciali – 456 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Vendita e trasporto energia elettrica	363	433	(70)
- di cui Gruppo Enel	158	204	(46)
Altri crediti	93	79	14
TOTALE	456	512	(56)

Nell’ambito della voce in oggetto, si evidenzia che la quota di crediti commerciali per la valorizzazione dei certificati verdi ed altre forme di incentivi ammonta a 103 milioni di euro (al 31 dicembre 2009 pari a 176 milioni di euro) e che il dettaglio dei crediti verso le società correlate (“di cui Gruppo Enel”) è esposto nel paragrafo “Informativa sulle parti correlate”

20.2.1.20 Crediti tributari – 108 milioni di euro

I “Crediti tributari”, pari a 108 milioni di euro, si incrementano nel corso del periodo di 90 milioni di euro esclusivamente per il credito per imposte relative alla Capogruppo derivante dal pagamento del primo acconto sulle imposte 2010.

20.2.1.21 Attività finanziarie correnti – 355 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Titoli	82	68	14
Contratti derivati	26	75	(49)
Altri crediti finanziari	247	85	162
- di cui Gruppo Enel	236	79	157
TOTALE	355	228	127

La voce “Titoli” si riferisce a investimenti in titoli a breve termine – prevalentemente certificati di deposito – attraverso i quali le controllate in Brasile, Cile e Panama investono temporaneamente la liquidità generata dalla gestione operativa, così come previsto dalle policy di Gruppo.

La voce “Contratti Derivati” include sostanzialmente la valorizzazione dei derivati di CFH e su commodity.

Per il valore nozionale e il fair value dei “Contratti derivati” al 30 giugno 2010, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione, si rinvia alla seguente tabella:

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale		Fair value	
	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2010	31.12.2009
Derivati cash flow hedge	384	455	22	75
Commodity	384	455	22	75
Derivati trading	28	26	4	-
Cambi	28	26	4	-
TOTALE	412	481	26	75

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

La voce “Altri crediti finanziari” accoglie per 89 milioni di euro il credito verso Enel Finance International per il temporaneo deposito relativo ai fondi messi a disposizione della Renovables de Guatemala per il progetto Palo Viejo e per 74 milioni di euro la variazione del perimetro di consolidamento riferibile al finanziamento a breve termine di Ecyr verso la correlata Endesa.

20.2.1.22 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – 211 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Depositi bancari e postali liberi	118	44	74
Depositi bancari e postali vincolati	91	100	(9)
Denaro e valori in cassa	2	-	2
TOTALE	211	144	67

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo ad eccezione della voce “Depositi bancari e postali vincolati”, essenzialmente riferita a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

L’effetto della variazione del perimetro di consolidamento sulla voce in oggetto è di 83 milioni di euro.

20.2.1.23 Altre attività correnti – 192 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Crediti tributari	59	38	21
Anticipi a fornitori	29	25	4
Risconti attivi operativi correnti	29	15	14
Altri crediti diversi	75	41	34
- di cui Gruppo Enel	14	16	6
TOTALE	192	119	73

La voce “Crediti tributari” accoglie principalmente 52 milioni di euro pari alla posizione creditoria per IVA e subisce un incremento di 10 milioni di euro a seguito della variazione del perimetro di consolidamento.

La voce “Altri crediti diversi” si movimenta per 35 milioni di euro a seguito dell’ingresso nel perimetro di consolidamento di Ecyr.

20.2.1.24 Attività possedute per la vendita – 70 milioni di euro

La voce include principalmente l’ammontare degli immobili, impianti e macchinari (pari a 56 milioni di euro), attività immateriali (pari a 3 milioni di euro) e dell’avviamento (pari a 5 milioni di euro) della partecipata Enel Green Power Bulgaria che in ragione delle decisioni del management rispondono ai requisiti previsti dall’IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate a essere cedute.

Passivo

20.2.1.25 Patrimonio netto – 7.224 milioni di euro

In vista dell’attuazione del progetto di quotazione delle azioni della Società e al fine di ottimizzare il rapporto tra capitale sociale e patrimonio netto, in data 10 giugno 2010, l’Assemblea di Enel Green Power S.p.A. ha approvato l’aumento del capitale sociale della Società da 600 milioni di euro a 1.000 milioni di euro.

Tale incremento è stato realizzato mediante imputazione a capitale sociale di parte della riserva di patrimonio netto disponibile, costituita nel mese di marzo 2010 a seguito della rinuncia al credito finanziario da parte di Enel S.p.A. per un importo complessivo di 3.700 milioni di euro.

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

Capitale sociale – 1.000 milioni di euro

Il capitale sociale, a seguito dell’aumento descritto nel paragrafo precedente, è rappresentato da 5.000.000.000 di azioni ordinarie con un valore nominale di 0,20 interamente sottoscritto e versato dalla controllante Enel S.p.A.

Altre riserve – 5.279 milioni di euro

Di seguito la composizione delle principali voci:

Riserva legale – 120 milioni di euro

La riserva legale rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall’art.2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH – (19) milioni di euro

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

Riserve di traduzione – 175 milioni di euro

In tale voce sono inclusi gli effetti di conversione dei bilanci delle controllate con valuta locale differente da quella funzionale, con una variazione del periodo di 267 milioni di euro, dei quali 19 milioni per l’effetto dell’adeguamento cambi dell’avviamento di queste ultime.

Altre riserve diverse (eccetto Riserva legale) – 5.003 milioni di euro

In data 17 marzo 2010 la controllante Enel S.p.A., con cui Enel green Power ha in essere un rapporto di conto corrente intersocietario, ha rinunciato a 3.700 milioni di euro di credito in essere su tale rapporto di conto corrente da attribuire ad altre riserve disponibili. Come anticipato, in data 10 giugno 2010,

L'Assemblea di Enel Green Power S.p.A. ha approvato l'aumento del capitale sociale della Società da 600 milioni di euro a 1.000 milioni di euro tramite imputazione a capitale sociale di parte della suddetta riserva di patrimonio netto disponibile. La restante parte, pari a 3.300 milioni di euro, è stata imputata alle "Altre riserve diverse".

Si riferiscono, inoltre, alle riserve attribuite alla Capogruppo in sede di scissione da Enel Produzione S.p.A. ed include, in particolare, la riserva di rivalutazione che rappresenta l'ammontare della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla Legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserve 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 chiuso nel primo semestre 2010.

<i>(Milioni di euro)</i>	Valore lordo	Effetto fiscale	Valore al netto dell'effetto fiscale
Perdite su derivati cash flow hedge	(85)	26	(59)
Utile da differenze cambio da traduzione	286		286
Utile del periodo rilevata direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)	201	26	227
Utile del periodo rilevato a conto economico			263
Totale utile rilevato nel periodo	201	26	490

20.2.1.26 Patrimonio netto di Terzi – 692 milioni di euro

Il patrimonio netto di Terzi rappresenta la quota da attribuire agli azionisti di minoranza delle società consolidate e si movimenta, nel periodo, per un importo di 512 milioni di euro riferibili principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento, pari a 482 milioni di euro.

20.2.1.27 Utile per azione – 0,08 euro

Nella seguente tabella è rappresentato la procedura seguita per la determinazione dell'utile base e diluito per azione:

	2010	2009
Utile del periodo di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	253	223
Media ponderata delle azioni ordinarie	3.221.000.000	3.000.000.000
Utile base e diluito per azione (in euro)	0,08	0,07

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.

Passività non correnti

20.2.1.28 Finanziamenti a lungo termine – 1.476 milioni di euro (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi pari a 145 milioni di euro)

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

La voce “Prestiti obbligazionari”, pari a 63 milioni di euro, si riferisce all’emissione obbligazionaria della società panamense Enel Fortuna ed è amministrata dalla Banca di New York al tasso fisso del 10,125% con maturity 2013.

La voce “Debiti verso banche” al 30 giugno 2010 (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi) si movimenta a seguito della variazione del perimetro di consolidamento per un importo pari a 171 milioni di euro e si riferisce principalmente a:

- finanziamento bancario a lungo termine pari a 37 milioni di euro a tasso fisso (34 milioni di euro al 31 dicembre 2009) verso il Banco Estado Cileno, con quota a breve pari a 2 milioni di euro;
- finanziamento bancario a lungo termine pari a 11 milioni di euro a tasso fisso (10 milioni di euro al 31 dicembre 2009) verso il Banco Industrial del Guatemala, con quota a breve pari a 0,55 milioni di euro;
- finanziamento bancario erogato dalla Banca Intesa San Paolo allo scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala pari a 88 milioni (44 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Tale finanziamento prevede un contributo in conto interessi riconosciuto da Simest;
- finanziamenti bancari a lungo termine, erogati tramite la formula del *project financing*, pari a complessivi 637 milioni di euro, di cui: i) 469 milioni di euro a tasso variabile (496 milioni di euro al 31 dicembre 2009) stipulati da EUFER con più di 20 istituti bancari spagnoli, tra cui finanziamenti verso la BBVA per 228 milioni di euro, verso la Caixa per 162 milioni di euro e verso Banesto per 53 milioni di euro; ii) 168 milioni di euro stipulati da Ecyr;
- finanziamenti bancari a lungo termine pari a 25 milioni di euro a tasso variabile (27 milioni di euro al 31 dicembre 2009) verso due istituti bancari greci: la NBG Bank e Emporiki Bank, con quota a breve pari a 2 milioni di euro;
- finanziamento erogato dalla BEI alla Capogruppo, pari a 177 milioni di euro (191 milioni di euro al 31 dicembre 2009) di cui quota a breve pari a 27 milioni di euro, riconosciuto a fronte di un programma di investimenti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili. Il tasso di interesse dovuto è pari all’Euribor a tre mesi, maggiorato di uno spread dello 0,25%; il piano del prestito prevede il rimborso in 22 rate costanti semestrali a partire dal mese di giugno 2006.

La voce “Debiti verso altri finanziatori” accoglie principalmente il finanziamento di circa 287 milioni di euro (250 milioni di euro al 31 dicembre 2009) per i progetti per Snyder, Smoky I e Smoky II del Nord America che si movimenta prevalentemente, a seguito del “Tax Partnership”, di circa 26 milioni di euro.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 30 giugno 2010 con distinzione per tipologia di finanziamento e tassi di interesse:

(Milioni di euro)	Valore nozionale	Saldo contabile	FV	Valore nozionale	Saldo contabile	FV	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel					
									2011	2012	2013	2014	Oltre	
	31.12.2009			30.06.2010										
Prestiti														
obbligazionari:														
- tasso fisso quotate	60	60	71	63	63	73	16	47	9	19	20	-	-	
Totale	60	60	71	63	63	73	16	47	9	19	20	-	-	
Debiti verso banche														
- tasso fisso	44	44	52	49	49	57	3	46	3	33	1	1	8	
- tasso variabile	766	762	774	933	928	988	98	830	42	105	99	88	495	
Totale	810	806	826	982	977	1.045	101	876	45	138	100	89	503	
Debiti verso altri finanziatori:														
- tasso fisso	241	241	240	277	277	272	22	255	13	16	16	21	189	
- tasso variabile	39	39	42	41	41	43	5	36	9	4	4	3	16	
Totale	280	280	282	318	318	315	27	291	22	20	20	24	205	
Finanziamenti verso società correlate:														
- tasso fisso	-	-	-	20	20	20	1	19	-	-	-	-	19	
- tasso variabile	100	100	99	98	98	98	-	98	-	-	9	-	89	
Totale	100	100	99	118	118	118	1	117	-	-	9	-	108	
TOTALE	1.250	1.246	1.278	1.481	1.476	1.551	145	1.331	76	177	149	113	816	

La movimentazione del periodo del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella:

(Milioni di euro)	Valore nozionale	Rimborsi	Variazione area di consolidamento	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Altri movimenti	Valore nozionale
Prestiti obbligazionari	60	(7)	-	-	10	-	63
Debiti verso banche	810	(68)	173	61	6	-	982
Finanziamenti verso altri finanziatori	280	(2)	7	-	33	-	318
Finanziamenti da società correlate	100	(442)	441	19	-	-	118
Totale indebitamento finanziario	1.250	(519)	621	80	49	-	1.481

La voce "Finanziamenti verso società correlate" accoglie il finanziamento erogato dalla società correlata Enel Finance International di 98 milioni di euro (80 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e il debito finanziario verso Enel Lease S.a.r.l. per l'operazione di lease back finanziario di 20 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e per tasso di interesse:

<i>(Milioni di euro)</i>	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	31.12.2009		30.06.2010		
Euro	880	1.069	1.064	1,93%	1,96%
Dollaro USA	312	352	352	7,00%	6,78%
Peso Chileno/UF	34	37	37	7,75%	7,75%
Altre valute	20	23	23		
Totale Valute non euro	366	412	412		
Totale	1.246	1.481	1.476		

Di seguito si evidenzia la composizione dell'“Indebitamento Finanziario netto”:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Depositi bancari e postali	(211)	(144)	(67)
Titoli	(82)	(68)	(14)
Liquidità	(293)	(212)	(81)
Altri crediti finanziari a breve termine e verso parti correlate	(243)	(85)	(158)
Debiti verso banche a breve termine	99	77	22
Quota corrente di debiti verso banche	101	82	19
Quota corrente dei prestiti obbligazionari	16	13	3
Quota corrente dei debiti verso altri finanziatori e verso parti correlate	28	20	8
Commercial paper	13	-	13
Altri debiti finanziari a breve termine	2.041	4.336	2.295
Indebitamento finanziario corrente	2.298	4.528	2.230
Indebitamento finanziario corrente netto	1.762	4.231	2.469
Debiti verso banche	876	724	152
Prestiti obbligazionari	47	47	-
Debiti verso altri finanziatori e società correlate	408	360	48
Indebitamento finanziario non corrente	1.331	1.131	200
Indebitamento finanziario netto	3.093	5.362	(2.269)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(98)	(17)	(81)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ENEL GREEN POWER	2.995	5.345	(2.350)
Passività finanziarie destinate alla vendita	47	-	47

Si segnala che i finanziamenti erogati attraverso la formula del project financing – pari a complessivi 637 milioni di euro al 30 giugno 2010 – vengono strutturati attraverso special purpose vehicle (di seguito “SPV”) nei quali il Gruppo detiene generalmente la maggioranza delle quote. Tali finanziamenti obbligano le società finanziate, unitamente allo SPV, 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 degli SPV. I parametri finanziari, invece, tipicamente dispongono:

- l'obbligo per lo SPV 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 lo SPV 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 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 a 1,05 (in taluni casi, inferiore a 1 e a 1,1);
- 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 a 1,25 (in taluni casi all'1,4) e diminuisce nel caso opposto.

Alla data della presente relazione semestrale, tali parametri risultano rispettati e non risultano events of default né limitazioni all'utilizzo dei finanziamenti in oggetto.

20.2.1.29 Fondi rischi e oneri – 114 milioni di euro – di cui quota a breve 9 milioni di euro

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:			
- contenzioso legale	25	27	(2)
- relativi ad oneri su impianti di produzione	34	30	4
- imposte	22	11	11
- altro	23	5	18
Totale	104	73	31
Oneri per incentivo all'esodo	10	8	2
Totale fondo rischi e oneri	114	81	33

La composizione principale della voce "Fondi rischi e oneri" è riportata di seguito:

Fondo contenzioso legale – 25 milioni di euro

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 nel periodo, 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 – 34 milioni di euro

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 ha arrecato danni all'ambiente e oneri di varia natura e per contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

La variazione della voce è imputabile, per un importo pari a 6 milioni di euro, alla variazione del perimetro di consolidamento.

Fondi rischi relativi a imposte – 22 milioni di euro

La variazione della voce "Fondi rischi relativi a imposte" è riferibile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento, per un importo pari a 8 milioni di euro.

Fondo oneri per incentivi all'esodo – 10 milioni di euro

Il “Fondo oneri per incentivi all'esodo” accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

La variazione della voce è imputabile, per un importo pari a 2 milioni di euro, alla variazione del perimetro di consolidamento.

20.2.1.30 Passività finanziarie non correnti – 54 milioni di euro

Le “Passività finanziarie non correnti” accolgono esclusivamente il *fair value* dei Contratti derivati:

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale		Fair value	
	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2010	31.12.2009
Derivati cash flow hedge	691	374	52	21
Commodity	149	-	6	-
Interessi	542	374	46	21
Derivati trading	39	62	2	1
Cambi	-	21	-	-
Interessi	39	41	2	1
Totale	730	436	54	22

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

20.2.1.31 Altre passività non correnti – 74 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Debiti canonici e contributi urbanizzazione	31	31	-
Debiti per acquisto partecipazioni	26	14	12
Risconti passivi operativi Terzi	17	18	(1)
Totale	74	63	11

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 14 milioni di euro, e della quota azionaria di Renovables de Guatemala detenuta dalla Simest (8,8%) per 11 milioni di euro (al 31 dicembre 2009 pari a 13 milioni di euro). La Capogruppo si è impegnata, infatti, ad acquistare dalla Simest l'intera quota di partecipazione azionaria di Renovables de Guatemala di proprietà della Simest alla data del 30 giugno 2017 (l'esercizio del diritto di tale opzione, riconosciuto reciprocamente a titolo gratuito, potrà effettuarsi a far data dal 30 giugno 2015).

Passività correnti

20.2.1.32 Finanziamenti a breve termine – 2.153 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Altri debiti finanziari a breve termine	2.041	4.336	(2.295)
- di cui Gruppo Enel	1.940	4.323	(2.383)
Altri finanziamenti a breve verso banche	72	70	2
Utilizzi di linee credito revolving	27	7	20
Commercial paper	13	-	13
Totale	2.153	4.413	(2.260)

Il fair value dei finanziamenti a breve termine è sostanzialmente in linea con il loro valore contabile alla data di bilancio.

La riduzione della voce “Finanziamenti a breve termine” si riferisce principalmente alla rinuncia a credito da parte della Controllante per i rapporti intrattenuti tramite il conto corrente intersocietario (pari a 3.700 milioni di euro), parzialmente compensata dalla variazione del perimetro di consolidamento pari a 335 milioni di euro.

Inoltre, il conto corrente intersocietario si movimenta per l’operazione di riordino degli asset in Spagna (per 860 milioni di euro), per l’aumento di capitale sociale della società Renovables de Guatemala (88 milioni di euro) e per le acquisizioni delle società controllate di diritto italiano (31 milioni di euro).

20.2.1.33 Debiti commerciali – 596 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Debiti commerciali	596	454	142
di cui Gruppo Enel	161	128	33
Totale	596	454	142

La voce “Debiti commerciali”, pari a 596 milioni di euro, accoglie debiti verso il Gruppo Enel per un importo di 161 milioni di euro (128 milioni di euro al 31 dicembre 2009), i cui dettagli sono esposti nel paragrafo “Informativa sulle parti correlate”, e presenta un incremento di 142 milioni rispetto al periodo precedente imputabile principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento.

20.2.1.34 Debiti per imposte sul reddito – 128 milioni di euro

I “Debiti per imposte sul reddito” si riferiscono prevalentemente:

- alla Capogruppo per 98 milioni di euro di cui 66 milioni di euro sono relativi alla posizione debitoria IRES verso la Controllante Enel S.p.A. (aliquota 27,5%) trasferita alla stessa per effetto dell’adesione al regime di tassazione di Gruppo del Consolidato Fiscale Nazionale;
- alla posizione debitoria IRES (aliquota 6,5%) per 16 milioni di euro che dovrà invece essere regolata autonomamente;
- al debito stimato per IRAP (aliquota media 4,23%) per 16 milioni di euro.

20.2.1.35 Passività finanziarie correnti – 33 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Altri debiti finanziari	7	83	(76)
- di cui Gruppo Enel	-	83	(83)
Ratei passivi finanziari correnti	21	1	20
Contratti derivati	5	1	4
- di cui Gruppo Enel	5	1	4
Totale	33	85	(52)

La voce “Altri debiti finanziari” accoglie principalmente gli interessi passivi maturati sull’indebitamento in essere a fine periodo ed include la quota dei ratei passivi finanziari correnti pari a 17 milioni di euro e si movimentata a seguito della completa riduzione breve delle partite debitorie della Capogruppo verso il gruppo Enel.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei Contratti derivati:

<i>(Milioni di euro)</i>	Nozionale		Fair value	
	30.06.2010	31.12.2009	30.06.2010	31.12.2009
Derivati cash flow hedge	163	14	3	1
Commodity	7	14	1	1
Cambi	151	-	2	-
Interessi	5	-	-	-
Derivati trading	12	5	2	-
Commodity	-	5	-	-
Cambi	12	-	2	-
Totale	175	19	5	1

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

20.2.1.36 Altre passività correnti – 119 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 30 giugno 2010 ed al 31 dicembre 2009 e la relativa variazione:

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Debiti canonici diversi e contributi di urbanizzazione	20	29	(9)
Debiti v/ personale e vs istituti previdenziali	21	22	(1)
Acconti e ratei passivi	20	14	6
Debiti tributari diversi	9	10	(1)
Altri debiti diversi	49	56	(7)
- di cui Gruppo Enel	32	33	(1)
Totale	119	131	(12)

La voce “Debiti per canoni diversi e contributi di urbanizzazione” accoglie i debiti verso gli enti locali, sedi di centrali elettriche, per contributi relativi ad opere di urbanizzazione e interventi vari sul territorio interessato alla costruzione dell’impianto e 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.

20.2.1.37 Passività possedute per la vendita – 48 milioni di euro

La voce include principalmente l'ammontare dei finanziamenti a breve termine della partecipata Enel Green Power Bulgaria che in ragione delle decisioni del management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le passività destinate a essere cedute.

20.2.1.38 Impegni contrattuali e garanzie

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

<i>(Milioni di euro)</i>	30.06.2010	31.12.2009	Variazione
Garanzie prestate			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	49	69	(20)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- forniture varie	326	893	(567)
- appalti	127	31	96
- altro	264	-	264
Garanzie diverse a favore di istituti mutuanti	63	-	63
Totale	830	993	(163)

La voce "Impegni- forniture varie" si riferisce principalmente a contratti per forniture varie della Capogruppo, per un importo pari a 274 milioni di euro, e della partecipata Enel Green Power Romania, per 264 milioni di euro, ed a impegni assunti dalla Capogruppo per appalti per 127 milioni di euro.

Inoltre, si evidenzia 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". Ad oggi la Regione Toscana ha autorizzato 4 progetti (Sasso 2 e Nuova Lagoni Rossi nel 2008, Chiusdino e Nuova Radicondoli Gruppo 2 nel 2009) per complessivi 72 MW a cui corrispondono impegni a carico di ENEL per complessivi 90 milioni di euro.

Con riferimento alla Capogruppo, si evidenzia che al 31 dicembre 2009 la stessa rileva tra gli investimenti attività di ricerca e di innovazione tecnologica rientranti nel proprio Piano Industriale; tali attività prescindono dall'Accordo con la Regione Toscana. Gli impegni riferibili specificatamente alla Capogruppo 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.

20.2.1.39 Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate del Gruppo Enel Green Power:

- la controllante Enel S.p.A. che detiene il 100% della capogruppo Enel Green Power S.p.A.;
- le imprese controllanti di Enel S.p.A. e le loro controllate;
- le imprese sotto il comune controllo di Enel S.p.A.;
- le persone fisiche che hanno direttamente o indirettamente un potere di voto nell'impresa che redige il bilancio che conferisca loro un'influenza dominante sull'impresa;

- dirigenti con responsabilità strategiche, cioè coloro che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, della direzione e del controllo delle attività dell'impresa che redige il-bilancio, compresi amministratori e funzionari della società e gli stretti familiari di tali persone.

Il Gruppo intrattiene con le proprie correlate, rapporti di natura commerciale e finanziaria regolati alle normali condizioni di mercato.

Tali rapporti consentono l'acquisizione di vantaggi originati dall'uso di servizi e competenze comuni, dalle convenienze determinate dal l'esercizio di sinergie di gruppo e dall'applicazione di politiche unitarie nel campo finanziario.

In particolare nel corso del primo semestre del 2010, i rapporti con parti correlate hanno riguardato specifiche attività tra cui:

- gestione della tesoreria, del rischio generato dalla variazione dei tassi di interesse, dall'erogazione di finanziamenti e dal rilascio di garanzie;
- 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 S.p.A..

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86, art. 117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di Gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", la Società e Enel si hanno 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.

Le tabelle di seguito riportate evidenziano i rapporti di natura economico-finanziaria e patrimoniale intrattenuti dal Gruppo con le sue parti correlate per il primo semestre 2010:

<i>Periodo chiuso al 30.06.2010</i> <i>(Milioni di euro)</i>	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al Gruppo Enel	Correlate esterne al Gruppo Enel	Totale parti correlate
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	107	333	440
<i>GME S.p.A.</i>	-	-	256	256
<i>GSE S.p.A.</i>	-	-	47	47
<i>Terna S.p.A.</i>	-	-	8	8
<i>Acquirente Unico S.p.A.</i>	-	-	22	22
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	101	-	101
<i>Enel Servizio Elettrico</i>	-	1	-	1
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	-	4	-	4
Costi per materie prime e materie di consumo	-	3	9	12
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	3	-	3
<i>GME S.p.A.</i>	-	-	-	6
<i>Terna S.p.A.</i>	-	-	-	2
<i>ENI</i>	-	-	-	1
Costi per servizi	16	25	-	41
<i>Enel S.p.A.</i>	16	-	-	16
<i>Enel Servizi S.r.l.</i>	-	15	-	15
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	6	-	6
<i>Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.</i>	-	2	-	2
<i>Gruppo Endesa</i>	-	2	-	2
Proventi /(oneri) netti da gestione rischio commodity	-	54	-	54
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	54	-	54
Proventi Finanziari	7	-	-	7
<i>Enel S.p.A.</i>	7	-	-	7
Oneri finanziari	24	6	-	30
<i>Enel S.p.A.</i>	6	-	-	6
<i>Enel Finance International</i>	-	2	-	2
<i>Enel S.p.A.</i>	18	2	-	20
<i>Gruppo Endesa</i>	-	2	-	2

<i>Periodo chiuso al 30.06.2010</i> <i>(Milioni di euro)</i>	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al Gruppo Enel	Correlate esterne al Gruppo Enel	Totale parti correlate
Crediti commerciali	4	154	8	166
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	113	-	113
<i>Enel S.p.A.</i>	4	-	-	4
<i>Enel Power S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	-	6	-	6
<i>Enel Trade</i>	-	20	-	20
<i>Gruppo Endesa</i>	-	12	-	12
<i>GSE S.p.A.</i>	-	-	8	8
<i>Altre minori</i>	-	2	-	2
Attività finanziarie correnti	43	216	-	259
<i>-Altri crediti finanziari</i>	-	-	-	-
<i>Enel Finance International</i>	-	124	-	124
<i>Enel S.p.A.</i>	39	-	-	39
<i>Gruppo Endesa</i>	-	73	-	73
<i>Derivati commodity</i>	4	19	-	23
Altre attività correnti	-	14	-	14
<i>Enel Trade</i>	-	10	-	10
<i>Enel France</i>	-	1	-	1
<i>Gruppo Endesa</i>	-	1	-	1
<i>Enel Produzione</i>	-	2	-	2
Finanziamenti a lungo termine	-	117	-	117
<i>Enel Finance International</i>	-	98	-	98
<i>Enel France</i>	-	19	-	19
<i>-di cui quota a breve</i>	-	-	-	-
<i>Enel France</i>	-	1	-	1
Passività Finanziarie non correnti	-	54	-	54
<i>Enel Trade</i>	-	54	-	54
Finanziamenti a breve termine	-	1.940	-	1.940
<i>Enel Finance International</i>	-	35	-	35
<i>Enel S.p.A. conto corrente intersocietario</i>	-	1.549	-	1.549
<i>Gruppo Endesa</i>	-	356	-	356
Debiti commerciali	63	98	-	161
<i>Enel S.p.A.</i>	63	-	-	63
<i>Enel Servizi S.r.l.</i>	-	29	-	29
<i>Enel Factor S.p.A.</i>	-	37	-	37
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	22	-	22
<i>Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	4	-	4
<i>Gruppo Endesa</i>	-	5	-	5
Debiti per imposte sul reddito	-	98	-	98
<i>Enel S.p.A.</i>	-	98	-	98
Passività finanziarie correnti	21	5	-	26
<i>Enel S.p.A.- ratei passivi</i>	21	-	-	21
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	5	-	5
Altre passività correnti	7	25	-	32
<i>Enel S.p.A.</i>	7	-	-	7
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	22	-	22
<i>altre società gruppo enel</i>	-	3	-	3

<i>Periodo chiuso al 30.06.2009</i> <i>(Milioni di euro)</i>	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al Gruppo Enel	Correlate esterne al Gruppo Enel	Totale parti correlate
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	67	410	477
<i>GME S.p.A.</i>	-	-	280	280
<i>GSE S.p.A.</i>	-	-	90	90
<i>Terna S.p.A.</i>	-	-	17	17
<i>Acquirente Unico S.p.A.</i>	-	-	23	23
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	60	-	60
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Servizio Elettrico</i>	-	1	-	1
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	-	4	-	4
<i>Altre minori</i>	-	1	-	1
Costi per materie prime e materie di consumo	-	1	5	6
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>GME S.p.A. – acquisto energia</i>	-	-	4	4
<i>Terna S.p.A.</i>	-	-	1	1
Costi per servizi	28	24	-	52
<i>Enel S.p.A.</i>	28	13	-	41
<i>Enel Servizi S.r.l.</i>	-	8	-	8
<i>Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Hydro Dolomiti Enel S.r.l.</i>	-	-	-	-
<i>Sfera</i>	-	1	-	1
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>GSE S.p.A.</i>	-	-	-	-
<i>Terna S.p.A.</i>	-	-	-	-
Proventi /(oneri) netti da gestione rischio commodity	(2)	49	-	47
<i>Enel Trade S.p.A. + Enel S.p.A.</i>	(2)	49	-	47
Proventi Finanziari	3	-	-	3
<i>Enel S.p.A. – derivati interessi/cambi</i>	3	-	-	3
Oneri finanziari	49	4	-	53
<i>Enel S.p.A.</i>	2	-	-	2
<i>Enel S.p.A. – interessi passivi</i>	47	-	-	47
<i>Enel Finance International</i>	-	4	-	4

<i>Al 31.12.2009</i> <i>(Milioni di euro)</i>	Controllante Enel S.p.A.	Correlate interne al gruppo Enel	Correlate esterne al gruppo Enel	Totale parti correlate
Crediti commerciali	2	202	26	230
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	83	-	83
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	39	-	39
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	-	78	-	78
<i>Altre società gruppo Enel</i>	-	2	-	2
<i>Acquirente Unico S.p.A.</i>	-	-	8	8
<i>GSE S.p.A.</i>	-	-	18	18
Attività finanziarie correnti	-	154	-	154
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	75	-	75
<i>Enel Finance International S.A.</i>	-	79	-	79
Altre attività correnti	-	16	-	16
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	16	-	16
Finanziamenti a lungo termine	-	100	-	100
<i>Enel Finance International S.A.</i>	-	80	-	80
<i>Enel Lease S.a.r.l.</i>	-	20	-	20
Passività finanziarie non correnti	13	-	-	13
Finanziamenti a breve termine	4.275	48	-	4.323
<i>Enel Finance International S.A.</i>	-	48	-	48
Debiti commerciali	42	86	-	128
<i>Enel Servizi S.r.l.</i>	-	26	-	26
<i>Enel Factor S.p.A.</i>	-	33	-	33
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	17	-	17
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	4	-	4
<i>Enel Servizio Elettrico S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Altre minori</i>	-	3	-	3
Debiti per imposte sul reddito	127	-	-	127
Passività finanziarie correnti	82	1	-	83
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	1	-	1
Altre passività correnti	8	25	-	33
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	21	-	21
<i>Enel Finance International S.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Servizi S.r.l.</i>	-	1	-	1
<i>Altre società del gruppo Enel</i>	-	2	-	2

La società controllante Enel S.p.A.

I rapporti con la controllante Enel S.p.A. riguardano principalmente i) la centralizzazione presso la capogruppo di alcune funzioni di carattere generale inerenti alle attività di finanza, legali, personale, segreteria societaria, amministrazione pianificazione e controllo relativi ad Enel Green Power e alle sue controllate; ii) i servizi di direzione e coordinamento svolti dalla capogruppo Enel S.p.A. nei confronti di Enel Green Power e delle sue controllate.

Parti correlate interne al Gruppo Enel S.p.A.

I rapporti più significativi con le società controllate da Enel S.p.A. riguardano:

- Enel Trade S.p.A.: vendita di energia e di certificati verdi da Enel Green Power S.p.A. ad Enel Trade S.p.A. e gestione del rischio su commodity effettuata da Enel Trade S.p.A. per le società del Gruppo Enel;
- Enel Distribuzione S.p.A.: vendita di certificati bianchi da Enel Si ad Enel Distribuzione S.p.A.;
- Enel Produzione S.p.A.: vendita di energia da Enel Green Power S.p.A. ad Enel Produzione S.p.A. e la prestazione di servizi di teleconduzione degli impianti idroelettrici ed eolici, mantenimento in sicurezza delle dighe, e manutenzione degli impianti idroelettrici svolti da Enel Produzione S.p.A. per Enel Green Power S.p.A.;
- Enel Servizi S.r.l.: gestione dei servizi di approvvigionamento, gestione degli spazi, servizi amministrativi, di ristorazione e di gestione del parco macchine svolti da Enel Servizi S.r.l. per Enel Green Power S.p.A.;
- Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.: servizi consulenziali e gestione tecnica dei progetti relativi alla costruzione di nuovi impianti svolta da Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A. per Enel Green Power S.p.A. e le società del Gruppo;
- Enel Finance International S.A.: erogazione di finanziamenti ad Enel Green Power S.p.A. e alle società del Gruppo.
- Società al interno del sugruppo 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 S.p.A.

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

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

- Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.;
- Gestore del Servizio Elettrico S.p.A.;
- Acquirente Unico S.p.A..

20.2.1.40 Passività e attività potenziali

Controversie connesse ad imposte

Allo stato, oltre a quelli in essere, potrebbero sorgere nuovi contenziosi relativamente all'imposta comunale sugli immobili.

Con l'articolo 1 – quinquies del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – “recante disposizioni urgenti in materia di enti locali” – aggiunto in sede di conversione, dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'articolo 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche “nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti ad esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso”.

Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13/07/06, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1-quinquies citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.

Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna ed ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono quelli di seguito evidenziati:

- rilevanza del valore delle “turbine” nella valutazione catastale degli impianti;
- possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte dall'Enel.

Nella sentenza è stato, altresì, affermato che “... il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici ... anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'articolo 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939” e non solo per centrali elettriche.

Si segnala che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione e la Sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito.

Enel Green Power S.p.A., pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continuerà a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, provvedendo all'adeguamento del Fondo rischi ed oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti.

Non ha però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e dei Comuni.

20.2.1.41 Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del semestre

Accordo di collaborazione con Sharp

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell'intera catena del valore del fotovoltaico, in data 4 gennaio Enel Green Power ha firmato con Sharp Corporation (“Sharp”) e STMicroelectronics N.V. (“STM”) un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà localizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. La fabbrica avrà inizialmente una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici pari a 160 MW, che potrà essere incrementata nel corso dei prossimi anni fino a 480 MW all'anno. È previsto che la produzione dei pannelli sia avviata nel secondo semestre del 2011. Inoltre, nel centro di ricerca sito in Catania, Enel Green Power e Sharp stanno conducendo sperimentazioni sulla tecnologia solare a concentrazione.

In data 1° luglio 2010 Enel Green Power S.p.A. ha costituito la società IPP NEWCO Solar S.r.l. versando interamente il capitale sociale pari a 10.000 euro; tale costituzione rientrava nell'accordo sottoscritto tra Enel Green Power e Sharp che prevedeva la creazione di una joint venture paritetica con l'obiettivo di sviluppare entro il 2016 nuovi campi fotovoltaici, per una capacità installata totale di circa 500 MW nella regione mediterranea, utilizzando i pannelli prodotti nell'impianto di Catania.

In ottemperanza alle previsioni del predetto accordo in data 22 luglio 2010 Sharp ha acquisito il 50% della Società che ha contestualmente assunto la denominazione di Enel Green Power & Sharp Solar Energy S.r.l.

Acquisizione di società in Grecia

Nel mese di luglio Enel Green Power Hellas ha acquistato da Endesa Hellas Power Generation, per un corrispettivo di 20 milioni di euro, l'impianto eolico di Martino Eolian con una capacità eolica installata di 6 MW e i seguenti 3 impianti mini-hydro:

- Argyri con una capacità installata di 6,4 MW;
- Kastaniotiko con una capacità installata di 2MW;
- Pougakia con una capacità installata di 1MW.

Per l'acquisizione di tali società è stato deliberato un incremento di capitale pari Euro 20 milioni.

20.2.2 Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power

Sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate a Enel Green Power S.p.A., nonché delle altre partecipazioni rilevanti, al 30 giugno 2010. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, l'attività, il capitale sociale, la valuta, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Elenco delle imprese incluse nell'area di consolidamento con metodo integrale al 30.06.2010 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Enel Green Power S.p.A.	Roma	Italia	Holding industriale	1.000.000.000	Euro	Enel S.p.A.	100,00%	
Controllate:								
Enel Green Power International B.V.	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	244.532.298	Euro	Enel Green Power S.p.A.	100,00%	100,00%
Enel.si S.r.l.	Roma	Italia	Impiantistica e servizi energetici	5.000.000	Euro	Enel Green Power S.p.A.	100,00%	100,00%
Enel Energia Eolica S.r.l.	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.840.000	Euro	Enel Green Power S.p.A.	51,00%	51,00%
Geotermica Nicaraguense S.A.	Managua	Nicaragua	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Cordoba oro Nicaraguensi	Enel Green Power S.p.A.	60,00%	60,00%
Enel Green Power Portoscuso S.r.l.(già Portoscuso Energia S.r.l.)	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power S.p.A.	100,00%	100,00%
Consorzio Sviluppo Solare	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	Euro	Enel.si – Servizi integrati S.r.l.	70,00%	70,00%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	35.231.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 13	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 14	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 15	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 16	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 17	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 18	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia, 103 Alexander Stamboliyski Blvd., fl. 19	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania S.r.l. (già Blu Line Impex S.r.l.)	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	128.000.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Blue Energy S.r.l.	Tulcea	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Nuovo leu Rumeno	Blue Line Impex S.r.l.	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Achaia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.121.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Crete S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	3.093.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
International Wind Parks of Rhodes S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	5.070.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Thrace S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	10.455.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
Wind Parks of Thrace S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	8.032.200	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
International Wind Power S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia nel settore elettrico	6.615.300	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
Glafkos Hydroelectric Station S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore elettrico	4.690.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
Hydro Constructional S.A.	Maroussi	Grecia	Ingegneria nel settore elettrico, trading di energia e servizi nel settore energetico	4.230.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas S.A.	Maroussi	Grecia	Holding di partecipazioni, Servizi nel settore energetico	2.060.000	Euro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Aioliko Voskero S.A.	Heraklion, Crete	Grecia	Costruzione e utilizzo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili	955.600	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
Enel Green Power France Sas	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.200.000	Euro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power FranceEnel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Coulonges-Thouarsais Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power FranceEnel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Chapelle Gaudin Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Grande Epine Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Parc Eolien de la Parigodière Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Terre aux Saints Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Vigne de Foix Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Noirterre Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Pouille L'Hermenault Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Thire Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien du Mesnil Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Société Armoricaïne d'Energie Eolienne Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien des Champs D'Eole Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien du Mazet Saint Voy Sarl	Mese	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.000	Euro	Enel Green Power France Sas	100,00%	100,00%
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		50	Dollaro statunitense	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Enel Latin America B.V.	Amsterdam	Olanda		244.450.298	Euro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Wind Park of West Ktenias S.A		Grecia		60.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
Wind Park of Korifao of S.A		Grecia		60.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Puglia S.r.l.(già Italgest Wind)	Melissano (LE)	Italia	Realizzazione impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Enel Green Power S.p.A.	100,00%	100,00%
Enel Green Power TSS S.r.l. (già Anemos I S.r.l.)	Melissano (LE)	Italia	Realizzazione impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Enel Green Power Puglia S.p.A.	100,00%	100,00%
ENEL GREEN POWER ESPAÑAS.A.	Siviglia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	11.153	Euro	Enel Green Power International B.V.	60,00%	60,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Energias de La Mancha, S.A.	Villarta de San Juan (Cuidad Real)	Spagna	BIOMASA	280.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	68,42%	68,42%
Unelco Cog. Sanitarias del Archipiélago, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	COG	1.202.020	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Aguilon 20 S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	1.693.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	51,00%	51,00%
Eólica Valle del Ebro, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	5.559.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,50%	50,50%
Eolicas de Agaete, S.L.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	240.400	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	80,00%	80,00%
Eólicas de Fuencaliente, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	216.360	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	55,00%	55,00%
Eólicos de Tirajana, A.I.E.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	-	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	60,00%	60,00%
Eólica del Noroeste	La Coruña	Spagna	EÓLICA	36.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	51,00%	51,00%
Explotaciones Eolicas de Escucha, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	3.505.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	70,00%	70,00%
Explotaciones Eólicas del Puerto, S.A.	Teruel	Spagna	EÓLICA	3.230.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	73,60%	73,60%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	4.200.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	90,00%	90,00%
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	5.488.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	70,00%	70,00%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	8.047.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	90,00%	90,00%
Fisterra Eólica, S.L.	La Coruña	Spagna	EÓLICA	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
P.E. Carretera de Arinaga, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	1.007.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	80,00%	80,00%
P.E. Montes de las Navas, S.A.	Madrid	Spagna	EÓLICA	6.540.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	55,50%	55,50%
Paravento, S.L.	Lugo	Spagna	EÓLICA	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	90,00%	90,00%
Parque Eólico de Aragón, A.I.E.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	601.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	80,00%	80,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Parque Eólico de Barbanza, S.A.	La Coruña	Spagna	EÓLICA	3.606.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	63,43%	63,43%
Parque Eólico de Enix, S.A.	Sevilla	Spagna	EÓLICA	3.005.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	95,00%	95,00%
Parque Eólico de Santa Lucia, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	901.500	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	65,67%	65,67%
Parque Eólico Finca de Mogan, S.A.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	3.810.340	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	90,00%	90,00%
Parque Eolico Punta de Teno, S.A.	Tenerife	Spagna	EÓLICA	528.880	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	52,00%	52,00%
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	Soria	Spagna	EÓLICA	7.193.970	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	58,00%	58,00%
Planta Eólica Europea, S.A.	Sevilla	Spagna	EÓLICA	1.199.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	56,12%	56,12%
Productora Regional de Energías Renovables	Valladolid	Spagna	EÓLICA	711.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	85,00%	85,00%
Proyectos Eolicos Valencianos, S.A.	Valencia	Spagna	EÓLICA	2.550.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Eolicos Touriñan, S.A.	La Coruña	Spagna	EÓLICA	601.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Prorener I, S.A.	Valladolid	Spagna	EÓLICA	61.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Prorener II, S.A.	Valladolid	Spagna	EÓLICA	60.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	75,00%	75,00%
Prorener III, S.A.	Valladolid	Spagna	EÓLICA	60.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	75,00%	75,00%
Eolica de la Cuenca Central Asturiana, S.L.	Asturias	Spagna	EÓLICA	30.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 1 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 2 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 3 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 6 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 7 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Guadarranque Solar 8 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 9 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 10 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 11 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 12 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 13 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 14 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 15 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 16 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 17 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 18 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Guadarranque Solar 19 S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Concentrasolar, S.L.	Sevilla	Spagna	FOTOVT	10.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Hispano Generación de Energía Solar, S.L.	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	FOTOVT	3.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	51,00%	51,00%
Energías de Aragón II	Zaragoza	Spagna	MINIH	18.500.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%
Energías de Graus, S.L.	Barcelona	Spagna	MINIH	1.298.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	66,67%	66,67%
Balear de Trituracions S.L.	Palma de Mallorca	Spagna	RSU			Tirme, S.A.	52,00%	20,80%
Mac Insular S.L.	Palma de Mallorca	Spagna	RSU			Tirme, S.A.	40,00%	20,00%
Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	Portogallo	Portogallo	CARTERA	750.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Enerviz – Produção de Energia de Vizela, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	673.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Enercampo – Produção de Energia, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	249.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
CTE – Central Termoeléctrica do Estuário, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	564.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Enemisa – Produção de Energia, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	249.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Parque Eólico do Alto da Vaca, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	125.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	75,00%	65,00%
Parque Eólico de Gevancas, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
EOL Verde Energia Eólica, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	75,00%	75,00%
Empreendimentos Eólicos do Douro, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Empreendimento Eólico de Viade, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	80,00%	80,00%
Biowatt – Recursos Energéticos, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
Parque Eólico do Vale do Abade, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
Empreendimento Eólico do Rego, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
Eolcinf – Produção de Energia Eólica, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
EolFlor – Produção de energia Eólica, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	51,00%	51,00%
SEALVE – Sociedade Eléctrica de Alvaiázere, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	100,00%	100,00%
Carvemagere – Manutenção e Energias Renováveis, Lda.	Portogallo	Portogallo	COG	85.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	65,00%	65,00%
Sisconer – Exploração de Sistemas de Conversão de Energia, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	55,00%	55,00%
Companhia Térmica Ponte da Pedra, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Companhia Térmica Ribeira Velha, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
Colina Produção Energia Eléctrica, LDA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
HidroRibeira – Emp. Hídricos e Eólicos LDA	Portogallo	Portogallo	MINIH	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
Companhia Térmica Lusol, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Campos Recursos Energéticos, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Enercor Produção de Energia, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portug	70,00%	35,00%
Companhia Térmica Beato, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	65,00%	32,50%
Companhia Térmica Hectare, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	60,00%	30,00%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Soternix Produção de Energia, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	51,00%	25,50%
Companhia Térmica Tagol, LDA	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	95,00%	47,50%
Atelgen Produção Energia, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	51,00%	25,50%
Parque Eólico Moinhos do Céu, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
Colina Produção Energia Eléctrica, LDA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	Parque Eólico Moinhos do Céu, S.A.	90,00%	50,00%
HidroRibeira – Emp. Hídricos e Eólicos LDA	Portogallo	Portogallo	MINIH	n/d	Euro	Parque Eólico Moinhos do Céu, S.A.	90,00%	50,00%
Empreendimentos Eólicos Serra do Sicó, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	52,38%	26,19%
PP Cogeração, S.A.	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	100,00%	50,00%
Colina Produção Energia Eléctrica, LDA	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	PP Cogeração, S.A.	10,00%	50,00%
HidroRibeira – Emp. Hídricos e Eólicos LDA	Portogallo	Portogallo	MINIH	n/d	Euro	PP Cogeração, S.A.	10,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Hidrivis, S.A.	Portogallo	Portogallo	MINIH	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	67,00%	33,50%
Enel Green Power Calabria S.r.l.	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power S.p.A.	100,00%	100,00%
Maicor Wind S.r.l.	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	20.850.000	Euro	Enel Green Power S.p.A.	60,00%	60,00%
Enerlive S.r.l.	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.520.000	Euro	Maicor Wind S.r.l.	100,00%	100,00%
Altomonte FV S.r.l.	Catanzaro	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power S.p.A.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Strambino Solar S.r.l.	Torino	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	250.000	Euro	Enel Green Power S.p.A.	60,00%	60,00%

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(3) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50%, Enel North America Inc. detiene azioni privilegiate che le consentono di determinarne le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.

Elenco delle imprese possedute da Enel North America Inc. incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2010 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		50	Dollaro statunitense	Enel Green Power International B.V.	100,00%	
Controllate:								
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.		10.500	Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Asotin Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aziscohos Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.		-		Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.		-		Beaver Valley Holdings Ltd.	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings Ltd.	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.		2	Dollaro statunitense	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.		30	Dollaro statunitense	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Black River Hydro Assoc.	New York	U.S.A.		-		(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
BP Hydro Associates	Boise (Idaho)	U.S.A.		-		Chi Idaho Inc.	68,00%	100,00%
BP Hydro Associates						Chi Magic Valley Inc.	32,00%	
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	U.S.A.		-		BP Hydro Associates	75,92%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership						Fulcrum Inc.	24,08%	
Bypass Limited	Boise (Idaho)	U.S.A.		-		El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Essex Company	100,00%	100,00%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	100,00%
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	U.S.A.		-		Hydro Development Group Inc.	50,00%	100,00%
(Cataldo) Hydro Power Associates						Chi Black River Inc.	50,00%	
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Acquisitions II Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada		1.757.364	Dollaro	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Dexter Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Finance LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Hydroelectric Company Inc	St. John (Newfoundland)	Canada		6.834.448	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Magic Valley Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Mountain States Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi S. F. LP	Montreal (Quebec)	Canada		-		Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:				al 30.06.2010				
Chi Universal Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Western Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville South Carolina)	U.S.A.		110.000	Dollaro statunitense	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Mountain States Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		130	Dollaro statunitense	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		200	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	95,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast Inc.						Gauley River Power Partners LP	5,00%	
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	80,00%	80,00%
Copenhagen Associates	New York (New York)	U.S.A.		-		Hydro Development Group Inc.	50,00%	99,00%
Copenhagen Associates						Chi Dexter Inc.	49,00%	
Crosby Drive Investments Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Asotin Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Padoma Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.				Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Olympe Inc.	82,50%	100,00%
El Dorado Hydro						Motherlode Hydro Inc.	17,50%	
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada		16.251.021	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Essex Company	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Power Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:				al 30.06.2010				
Enel Washington DC LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	U.S.A.		1.003	Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Mountain States Inc.	100,00%	100,00%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Essex Company	100,00%	100,00%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.		-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	U.S.A.		-		Gauley River Management Corporation	100,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Inc.	Montreal (Quebec)	Canada		7.587.320	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Quebec)	Canada		-		Hydrodev Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	U.S.A.		12	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.		5.000	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Essex Company	92,50%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP						Crosby Drive Investments Inc.	7,50%	
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.		-		Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Lower Saranac Corporation	New York (new York)	U.S.A.		2	Dollaro statunitense	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Lower Saranac Hydro Partners	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Lower Saranac Corporation	100,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	U.S.A.		-		Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Minnewawa Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Missisquoi Associates	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	1,00%	
Missisquoi Associates						Sheldon Springs Hydro Associates LP	99,00%	100,00%
Motherlode Hydro Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.		-		Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
NeWind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada		578.192	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Quebec)	Canada		15	Dollaro canadese	Hydrodev Inc.	66,66%	66,66%
Olympe Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Pyrites Associates	New York (New York)	U.S.A.		-		Hydro Development Group Inc.	50,00%	100,00%
Pyrites Associates						Chi Dexter Inc.	50,00%	
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
SE Hazelton A. LP	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Bypass Limited	100,00%	100,00%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.		-		Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.		-		Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	U.S.A.		-		Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:				al 30.06.2010				
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		100	Dollaro statunitense	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
St.-Felicien Cogeneration	Montreal (Quebec)	Canada		-		Chi S.F. LP	96,00%	96,00%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		8.200	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	U.S.A.		250	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
TKO Power Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.		-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Triton Power Company	New York (New York)	U.S.A.		-		Chi Highfalls Inc.	2,00%	100,00%
Triton Power Company						Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	U.S.A.		-		Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	51,00%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		10	Dollaro statunitense	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.		-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	U.S.A.		300	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	U.S.A.		-		Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.		-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
San Juan Mesa Wind Project II, LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.				Padoma Wind Power, LLC	100,00%	100,00%
Padoma Wind Power, LLC	Los Angeles (California)	U.S.A.				EGP Padoma Holding Company, Inc.	100,00%	100,00%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.				Padoma Wind Power, LLC	100,00%	100,00%
Garden Heights Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.				San Juan Mesa Wind Project II, LLC	100,00%	100,00%

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(3) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50%, Enel North America Inc. detiene azioni privilegiate che le consentono di determinarne le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.

Elenco delle imprese possedute da Enel Latin America B.V. incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2010 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:			al 30.06.2010					
Enel Latin America B.V.	Amsterdam	Olanda		244.450.298	Euro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Controllate:								
Apiacàs Energia S.A.	Rio de Janeiro	Brasile		21.216.846	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Conexion Energetica Centroamericana El Salvador S.A. de CV	San Salvador	El Salvador		7.950.600	Colon salvadoregno	Grupo EGI S.A. de cv	40,86%	100,00%
Conexion Energetica Centroamericana El Salvador S.A. de CV						Enel Latin America B.V.	59,14%	
Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Santiago	Cile		14.053.147	Peso cileno	Energia Alerce Ltda	0,01%	100,00%
Empresa Electrica Panguipulli S.A.						Enel Chile Ltda	99,99%	
Empresa Electrica Puyehue S.A.	Santiago	Cile		11.169.752.000	Peso cileno	Energia Alerce Ltda	0,10%	100,00%
Empresa Electrica Puyehue S.A.						Enel Chile Ltda	99,90%	
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	Santiago	Cile		-		Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile		419.400.000	Real brasiliano	Enel Green Power International B.V.	0,01%	100,00%
Enel Brasil Participações Ltda						Enel Latin America B.V.	99,99%	
Enel Chile Ltda	Santiago	Cile		15.414.240.752	Peso cileno	Hydromac Energy B.V.	0,01%	100,00%
Enel Chile Ltda						Energia Alerce Ltda	99,99%	
Enel de Costa Rica S.A.	San José	Costa Rica		30.000.000	Colon costaricano	Enel Latin America B.V.	100,00%	100,00%
Enel de Costa Rica S.A.								
Enel Fortuna S.A.	Panama	Repubblica di Panama		100.000	Dollaro statunitense	Enel Panama S.A.	50,06%	50,06%
Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Guatemala		5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Green Power International B.V.	2,00%	100,00%
Enel Guatemala S.A.						Enel Latin America B.V.	98,00%	
Enel Panama S.A.	Panama	Repubblica di Panama		3.000	Dollaro statunitense	Enel Latin America B.V.	100,00%	100,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile		1.242.000	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	100,00%
Enelpower do Brasil Ltda						Enel Latin America B.V.	0,01%	
Energia Alerce Ltda	Santiago	Cile		1.000.000	Peso cileno	Hydromac Energy B.V.	99,90%	100,00%
Energia Alerce Ltda						Enel Latin America B.V.	0,10%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:				al 30.06.2010				
Energia Global de Mexico (ENERMEX) S.A. de cv	Città del Messico	Messico		50.000	Peso messicano	Enel Latin America B.V.	99,00%	99,00%
Energia Global Operaciones S.A.	San José	Costa Rica		10.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica S.A.	100,00%	100,00%
Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.r.l. de cv	Città del Messico	Messico		5.339.650	Peso messicano	Enel Latin America B.V.	99,99%	100,00%
Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.r.l. de cv						Enel Guatemala S.A.	0,01%	
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala		16.261.697	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America B.V.	99,00%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda						Enel Guatemala S.A.	1,00%	
Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Guatemala		5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America B.V.	99,00%	100,00%
Generadora Montecristo S.A.						Enel Guatemala S.A.	1,00%	
Geotermica del Norte S.A.	Santiago	Cile		-		Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Grupo EGI S.A. de cv	San Salvador	El Salvador		3.448.800	Colon salvadoregno	Enel Green Power International B.V.	0,01%	100,00%
Grupo EGI S.A. de cv						Enel Latin America B.V.	99,99%	
Hidroelectricidad del Pacifico S.r.l. de cv	Città del Messico	Messico		30.890.636	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de cv	99,99%	99,99%
Hydromac Energy B.V.	Amsterdam	Olanda		18.000	Euro	Enel Latina America B.V.	100,00%	100,00%
Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de cv	Città del Messico	Messico		308.628.665	Peso messicano	Enel Green Power International B.V.	0,01%	100,00%
Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de cv						Enel Latin America B.V.	99,99%	
Isamu Ikeda Energia S.A.	Rio de Janeiro	Brasile		82.974.476	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Mexicana de hidroelectricidad Mexhidro S.r.l. de cv	Città del Messico	Messico		181.727.301	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de cv	99,99%	99,99%
Molinos de Viento del Arenal S.A.	San José	Costa Rica		9.709.200	Dollaro statunitense	Enel de Costa Rica S.A.	49,00%	49,00%
Operacion Y Mantenimiento Tierras Morenas S.A.	San José	Costa Rica		30.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica S.A.	85,00%	85,00%
P.H. Chucas S.A.	San José	Costa Rica		100.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica S.A.	28,57%	100,00%
P.H. Chucas S.A.						Inversiones Eòlicas La Esperanza S.A.	71,43%	
P.H. Don Pedro S.A.	San José	Costa Rica		100.001	Colon costaricano	Enel de Costa Rica S.A.	33,44%	33,44%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:								
al 30.06.2010								
P.H. Guacimo S.A.	San José	Costa Rica		50.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica S.A.	40,00%	40,00%
P.H. Rio Volcan S.A.	San José	Costa Rica		100.001	Colon costaricano	Enel de Costa Rica S.A.	34,32%	34,32%
Primavera Energia S.A.	Rio de Janeiro	Brasile		29.556.576	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Primavera Energia S.A.								
Provedora de Electricidad de Occidente S.r.l. de cv	Città del Messico	Messico		89.707.135	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de cv	99,99%	99,99%
Quatiara Energia S.A.	Rio de Janeiro	Brasile		12.148.512	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Renovables de Guatemala S.A.	Guatemala	Guatemala		1.118.466.700	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America B.V.	40,35%	91,22%
Renovables de Guatemala S.A.						Enel Green Power S.p.A.	50,86%	
Renovables de Guatemala S.A.						Enel Guatemala S.A.	0,01%	
Socibe Energia S.A.	Rio de Janeiro	Brasile		33.969.032	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Tecnoguat S.A.	Guatemala	Guatemala		30.948.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America B.V.	75,00%	75,00%
Vale Energética S.A.	Rio de Janeiro	Brasile		18.589.344	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(3) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50% Enel Latin America LLC detiene azioni privilegiate che le consentono di determinarne le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.

Elenco delle imprese incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 30 giugno 2010.

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante:								
al 30.06.2010								
Enel Union Fenosa Renovables S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32.505.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	30,00%
Controllate:								
Parque Eólico de A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.857.586	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	50,00%	15,00%
APROVECHAMIENTOS ELÉCTRICOS S.A.	Madrid	Spagna	(vuoto)	420.705	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Aridos Energias Especiales S.L.	Villalbilla	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	41,05%	12,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Azucarera Energias S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	570.600	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	12,00%
Barbao S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	284.879	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Boiro Energia S.A.	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	12,00%
Cogeneracion del Noroeste S.L.	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	12,00%
Depuracion Destilacion Reciclaje S.L.	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	12,00%
Energía Termosolar de los Monegros S.L.	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	400.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	80,00%	24,00%
Energias Ambientales de Somozas S.A.	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.250.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	45,26%	13,58%
Energias Ambientales EASA S.A.	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.491.460	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	33,34%	10,00%
Energias Especiales Alcoholeras S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	232.002	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	82,33%	24,70%
Parque Eólico de Belmonte S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	120.400	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	50,16%	15,04%
Energias Especiales de Careon S.A.	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	270.450	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	77,00%	23,10%
Energias Especiales de Extremadura S.L.	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	78,34%	23,50%
ENERGÍAS ESPECIALES DE GATA, S.L.	Badajoz	Spagna		3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
ENERGÍAS ESPECIALES DE PADUL, S.L.	Madrid	Spagna		3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Energias Especiales de Pena Armada S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	963.300	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	80,00%	24,00%
Energias Especiales del Alto Ulla S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.722.600	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Energias Especiales del Bierzo S.A.	Torre del Bierzo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.635.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	50,00%	15,00%
Energias Especiales del Noroeste S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.812.040	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Energias Especiales Montes Castellanos S.L.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.241.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
ENERGÍAS ESPECIALES MONTES DE ANDALUCÍA, S.L.	Siviglia	Spagna		3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
ENERGÍAS ESPECIALES SANTA BARBARA, S.L.	Badajoz	Spagna		3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Energias Especiales Valencianas S.L.	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Energias Renovables Montes de San Sebastián S.L.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.305.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Eólica del Cordal de Montouto S.L.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Eólica el Molar S.L.	Fuente Alamo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.235.300	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Eólica Galaico Asturiana S.A.	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	64.999	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
EUFER – Energias Especiais de Portugal, Unipessoal LDA	Lapa (Lisbona)	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
EUFER Operación S.L. (già EUFER Comercializadora S.L.)	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
EUFER Renovables Ibéricas 2004 S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.653.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Sociedad Gallega de Cogeneracion S.A.	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.803.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	12,00%
Parque Eólico Cabo Villano S.L.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.625.792	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Parque Eólico Corullón S.L.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Parque Eólico de Malpica S.A.	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	950.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	35,41%	10,63%
Parque Eólico de Padul	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Parque Eólico de San Andrés S.A.	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	552.920	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	82,00%	24,60%
Parque Eólico Montes de las Navas S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.540.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	20,00%	6,00%
Parque Eólico Sierra del Merengue S.L.	Cáceres	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	50,00%	15,00%
Prius Enerólica S.L.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.600	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2010								
Promociones Energeticas del Bierzo S.L.	Ponferrada	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.020	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	50,00%	15,00%
Proyectos Universitarios de Energias Renovables S.L.	Alicante	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	180.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	33,34%	10,00%
Punta de las Olas Eòlica Marina S.L.	La Coruna	Spagna		3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Punta de Lens Eòlica Marina S.L.	La Coruna	Spagna		3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	30,00%
Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira S.A.	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.507.500	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	96,00%	28,80%
Ufefys S.L.	Aranjuez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	12,00%
Vientos del Noroeste S.A.	Bajo Leòn	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	420.710	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	99,74%	29,92%
Andaluza Energía de Solar Primera, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	60,80%	18,24%
Andaluza Energía de Solar Tercera, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	60,00%	18,00%
Andaluza Energía de Solar Cuarta, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	60,40%	18,12%
Andaluza Energía de Solar Quinta, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	60,00%	18,00%
Energías Especiales de Andalucía, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	80,00%	24,00%
Energías Ambientales de Novo, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.480.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	33,33%	10,00%
Energías Ambientales de Vimianzo, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.240.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	33,33%	10,00%
Socedat Eòlica de L'Enderrocada, S.L.		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.733.650	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	26,67%	8,00%
Eufer Caetano Energias Renovaveis, LDA		Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	51,00%	15,30%
Controllante:								
ENEL GREEN POWER ESPAÑAS.A.	Siviglia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	11.153	Euro	Enel Green Power International B.V.	60,00%	60,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllate:								
Biogas El Garraf, U.T.E.	Barcelona	Spagna	BIOGAS	3.005	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Energias Alternativas del Sur, S.L.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	EÓLICA	301.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Eólicas de Tenerife, A.I.E.	Tenerife	Spagna	EÓLICA	210.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Parque Eólico A Capelada, A.I.E.	La Coruña	Spagna	EÓLICA	2.929.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Sociedad Eólica El Puntal, S.L.	Sevilla	Spagna	EÓLICA	1.643.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Sociedad Eólica Los Lances, S.A.	Cádiz	Spagna	EÓLICA	1.202.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Mac Insular Segunda S.L.	Palma de Mallorca	Spagna	RSU			Tirme, S.A.	50,00%	26,00%
T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	Portogallo	Portogallo	CARTERA	3.750.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%

Elenco delle imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 30 giugno 2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
LaGeo S.A. de cv	Ahuachapan	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.562.826.700	Colon	Enel Green Power S.p.A.	36,20%	36,20%
Energias de Villarrubia S.L.	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	20,00%	10,00%
Enerlasa S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.021.700	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	45,00%	22,50%
Sotavento Galicia S.A.	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	18,00%	9,00%
Tirmadrid, S.A.	Valdemingómez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.828.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables S.A.	18,64%	9,32%
International Eolian of Grammatiko S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	258.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
International Eolian of Korinthia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	931.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 1 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	178.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 2 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	215.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 3 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	188.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
International Eolian of Peloponnisos 4 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	204.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 5 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	216.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 6 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	182.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 7 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	178.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 8 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	178.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Parc Eolien de la Vallière Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Green Power France Sas	49,00%	49,00%
International Eolian of Skopelos S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	169.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 1 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 2 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 3 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 4 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 5 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 6 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 7 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 8 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 9 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Anatoli-Prinia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	259.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Bolibas S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	209.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Distomos S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	219.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Drimonakia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	374.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Folia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	175.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Gagari S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	159.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Goraki S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	209.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Gourles S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	216.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Grammatikaki S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	185.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kafoutsi S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	209.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kathara S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	347.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kerasia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	293.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Korfovouni S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	229.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Korinthia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	569.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Makriakkoma S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	303.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Megavouni S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	238.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Milia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	435.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Mirovigli S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	110.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Mitika S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	294.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Organi S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	312.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Paliopirgos S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	233.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Pelagia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	331.000	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Trade Wind Energy LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili			Enel Kansas LLC	45,00%	45,00%
Energia de La Loma, S.A.	Jaen	Spagna	BIOMASA	4.450.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%
Calizas Elycar, S.L.	Huesca	Spagna	COG	1.803.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	25,00%	25,00%
Cogeneración Eurohueco, A.I.E.	Barcelona	Spagna	COG	2.606.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Confirel, A.I.E.	Girona	Spagna	COG	30.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Energetica de Rossello, A.I.E.	Barcelona	Spagna	COG	3.606.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Erfei, A.I.E.	Tarragona	Spagna	COG	720.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	42,00%	42,00%
Garfeica, S.A.	Barcelona	Spagna	COG	721.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Oxagesa, A.I.E.	Teruel	Spagna	COG	6.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	33,33%	33,33%
Puignerel, A.I.E.	Barcelona	Spagna	COG	11.299.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	25,00%	25,00%
Rofeica d'Energia, S.A.	Barcelona	Spagna	COG	1.983.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Sati Cogeneracio, A.I.E.	Barcelona	Spagna	COG	66.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,50%	27,50%
Urgell Energía, S.A.	Lleida	Spagna	COG	601.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	Soria	Spagna	EÓLICA	13.222.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	35,63%	35,63%
Consortio Eólico Marino de Trafalgar	Cádiz	Spagna	EÓLICA	200.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	50,00%	50,00%
Corporación Eólica Zaragoza, S.L.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	2.524.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	25,00%	25,00%
Eólicas de Lanzarote, S.L.	Arrecife de Lanzarote	Spagna	EÓLICA	1.758.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%
Eólicos de Fuerteventura, A.I.E.	Fuerteventura	Spagna	EÓLICA	0	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%
Eólica del Principado	Oviedo	Spagna	EÓLICA	90.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Explotaciones Eolicas de Aldehuelas, S.L.	Oviedo	Spagna	EÓLICA	481.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	47,50%	47,50%
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A.	Oviedo	Spagna	EÓLICA			Explotaciones Eolicas de Aldehuelas, S.L.	60,80%	28,88%
Hidroeléctrica de Ouro, S.L.	Lugo	Spagna	EÓLICA	1.608.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Parc Eolic Els Aligars, S.L.U	Barcelona	Spagna	EÓLICA	1.313.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Parc Eolic La Tossa-La Mola, S.L.U.	Barcelona	Spagna	EÓLICA	1.183.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	3.065.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	30,00%	30,00%
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	Zaragoza	Spagna	EÓLICA	1.503.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	27,00%	27,00%
Sociedad Eolica de Andalucía, S.A. (SEASA)	Sevilla	Spagna	EÓLICA	4.508.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	46,67%	46,67%
Serra Do Moncoso-Cambas, S.L.	La Coruña	Portogallo	EÓLICA	3.125.000	Euro	Eolicos Touriñan, S.A.	100,00%	49,00%
Central hidroeléctrica Gúejar Sierra, S.A.	Sevilla	Spagna	MINIH	364.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	33,30%	33,30%
Hidroeléctrica del Piedra, S.L.	Zaragoza	Spagna	MINIH	160.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	25,00%	25,00%
Minicentral Canal Imperial Gallur, S.L.	Zaragoza	Spagna	MINIH	1.820.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	36,50%	36,50%
Tirme, S.A.	Palma de Mallorca	Spagna	RSU	7.663.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	40,00%	40,00%
Green Fuel Corporación, S.A.	Santander	Spagna	BIOCOM	121.000	Euro	Endesa Cogeneration y Renovables	16,51%	16,51%
Empreendimentos Eólicos da Alvadía, Lda.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	1.150.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	48,00%	48,00%
Fábrica do Arco – Recursos Energéticos, S.A.	Portogallo	Portogallo	COG	500.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	50,00%	50,00%
Parque Eólico Serra da Capucha, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	50,00%	50,00%
POWERCER – Sociedade de Cogeração de Vialonga, S.A.	Portogallo	Portogallo	COG	50.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	30,00%	30,00%
Enerlousado Recursos Energéticos, LDA	Portogallo	Portogallo	COG	5.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	50,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A.	Portogallo	Portogallo	COG	25.248.000	Euro	Finerge Gestão de Projectos Energéticos S.A.	9,80%	9,80%
EEVM	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	-	Euro	EOL Verde Energia Eólica, S.A.	50,00%	50,00%
ENEOP2	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	-	Euro	ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A.	20,00%	20,00%
Companhia Térmica Mundo Têxtil, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	10,00%	5,00%
Companhia Térmica Serrado, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	49,00%	24,50%
Feneralt Produção Energia, ACE	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	25,00%	12,50%
Enerlousado Recursos Energéticos, LDA	Portogallo	Portogallo	COG	5.000	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	50,00%	25,00%
Parque Eólico Serra da Capucha, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	50.000	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	50,00%	25,00%
ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	9,80%	4,90%
ENEOP2-Exploração de Parques Eólicos, S.A.	Portogallo	Portogallo	EÓLICA	n/d	Euro	ENEOP – Eólicas de Portugal, S.A.	20,00%	10,00%
Papeleira Portuguesa, S.A.	Portogallo	Portogallo	COG	n/d	Euro	T.P. Sociedade Térmica Portuguesa, S.A.	4,02%	2,01%

20.3 Informazioni pro-forma

Nel presente Paragrafo è riportato il documento “Conto economico consolidato pro-forma relativo all’esercizio chiuso al 31 dicembre 2009” dell’Emittente, predisposto per rappresentare i potenziali effetti dell’acquisizione del 60% del capitale sociale di Ecyr (oggi Enel Green Power España), attraverso l’acquisizione del 30% di Ecyr e la sottoscrizione di un aumento di capitale riservato alla stessa Enel Green Power International B.V., effettuata in data 22 marzo 2010 (cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5), e della ripatrimonializzazione dell’Emittente, effettuato in data 17 marzo 2010 (cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5). Il suddetto documento pro-forma è stato assoggettato a esame da parte della Società di Revisione, la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 8 settembre 2010, di seguito riportata, con riferimento alla ragionevolezza delle ipotesi adottate per la redazione dello stesso, alla correttezza della metodologia utilizzata, nonché alla correttezza dei criteri di valutazione e dei principi contabili utilizzati.

Si segnala che non si è proceduto con la predisposizione del rendiconto finanziario consolidato pro-forma, in quanto i flussi di cassa operativi sono sostanzialmente evidenziati nell’ambito delle singole rettifiche pro-forma.

Con riguardo ai flussi di cassa si segnala che il Gruppo Ecyr al netto di Eufer ha generato nell’esercizio 2009 un EBITDA pari a Euro 124 milioni, che riflette sostanzialmente il flusso di cassa operativo al lordo delle variazioni del circolante. Inoltre, sempre nell’esercizio 2009, il Gruppo Ecyr al netto di Eufer ha realizzato investimenti per Euro 134 milioni, che costituiscono i flussi di cassa assorbiti dall’attività di investimento, al lordo dei debiti assunti.

Inoltre, non è stato predisposto lo stato patrimoniale consolidato pro forma e il conto economico consolidato pro forma per il semestre chiuso al 30 giugno 2010, in quanto le operazioni straordinarie per le quali sono state predisposte le informazioni pro forma risultano riflesse nello stato patrimoniale consolidato al 30 giugno 2010 e nel conto economico consolidato relativo al semestre chiuso al 30 giugno 2010 a partire dal 1° aprile 2010 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.2.1.3 del Prospetto). Con particolare riferimento al conto economico consolidato pro forma, la predisposizione di un pro forma per tener conto dell’effetto delle suddette operazioni straordinarie anche nei primi tre mesi del semestre in oggetto, non avrebbe fornito maggiori e più utili informazioni rispetto a quelle rappresentate nel conto economico consolidato relativo semestre chiuso al 30 giugno 2010.



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione sull'esame del conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Enel Green Power S.p.A. per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009

Al Consiglio di Amministrazione
della Enel Green Power S.p.A.

- 1 Abbiamo esaminato il prospetto relativo al conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Enel Green Power per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, corredato delle note esplicative.

Tale prospetto deriva dai dati storici relativi al bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2009, dal bilancio interno consolidato del Gruppo Endesa Cogeneración y Renovables al 31 dicembre 2009 predisposto ai fini dell'inclusione nel bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009 e dalle scritture di rettifica pro-forma ad esso applicate e da noi esaminate.

Il bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power chiuso al 31 dicembre 2009 è stato da noi assoggettato a revisione contabile a seguito della quale è stata emessa la relazione datata 14 giugno 2010. Il bilancio interno consolidato del Gruppo Endesa Cogeneración y Renovables al 31 dicembre 2009 è stato da noi assoggettato a revisione contabile nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 del Gruppo Enel. La relazione di revisione sul bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 del Gruppo Enel è stata emessa in data 9 aprile 2010.

Il prospetto relativo al conto economico consolidato pro-forma è stato redatto sulla base delle ipotesi descritte nelle note esplicative, per riflettere retroattivamente gli effetti della acquisizione del 60% del capitale sociale di Endesa Cogeneración y Renovables SL nonché l'operazione di ripatrimonializzazione della Enel Green Power S.p.A. per €3.700 milioni deliberato in data 17 marzo 2010 (di seguito complessivamente le "Operazioni").

- 2 Il prospetto relativo al conto economico consolidato pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, corredato delle note esplicative, è stato predisposto in conformità alle previsioni del Regolamento 809/2004/CE ai fini della inclusione nel prospetto informativo redatto ai sensi dell'art. 94, commi 1 e 2, del Decreto Legislativo 24 Febbraio 1998, n.58, connesso all'ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario, organizzato e gestito dalla Borsa Italiana S.p.A., di azioni ordinarie della Enel Green Power S.p.A..

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Ancora Aosta Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia Cagliari
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 7625.700,00 i.v.
Registro Imprese Milano e
Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



*Gruppo Enel Green Power
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2009*

L'obiettivo della redazione del conto economico consolidato pro-forma è quello di rappresentare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti delle Operazioni sull'andamento economico consolidato del Gruppo Enel Green Power, come se esse fossero virtualmente avvenute il 1° gennaio 2009. Tuttavia, va rilevato che qualora le Operazioni fossero realmente avvenute alla data ipotizzata, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati qui rappresentati.

La responsabilità della redazione del prospetto relativo al conto economico consolidato pro-forma compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità della formulazione di un giudizio professionale sulla ragionevolezza delle ipotesi adottate dagli amministratori per la redazione di tale prospetto pro-forma e sulla correttezza della metodologia da essi utilizzata per l'elaborazione del medesimo prospetto. Inoltre, è nostra la responsabilità della formulazione di un giudizio professionale sulla correttezza dei criteri di valutazione e dei principi contabili utilizzati.

- 3 Il nostro esame è stato svolto secondo i criteri raccomandati dalla Consob nella Raccomandazione n. DEM/1061609 del 9 agosto 2001 per la verifica dei dati pro-forma ed effettuando i controlli che abbiamo ritenuto necessari per le finalità dell'incarico conferitoci.
- 4 A nostro giudizio, le ipotesi di base adottate dalla Enel Green Power S.p.A. per la redazione del prospetto relativo al conto economico consolidato pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, corredato delle note esplicative, per riflettere retroattivamente gli effetti delle Operazioni descritte nel precedente paragrafo 1, sono ragionevoli e la metodologia utilizzata per l'elaborazione del predetto prospetto è stata applicata correttamente per le finalità informative descritte in precedenza. Inoltre riteniamo che i criteri di valutazione ed i principi contabili utilizzati per la redazione del medesimo prospetto siano corretti.

Roma, 8 settembre 2010

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Socio

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO PRO-FORMA RELATIVO ALL'ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2009 DI ENEL GREEN POWER S.P.A.

1. Premessa

Nel presente documento è riportato il prospetto relativo al conto economico consolidato pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 (di seguito anche il "Conto Economico Consolidato Pro-forma") e le relative note esplicative relativi a Enel Green Power S.p.A. (di seguito anche il "Prospetto Consolidato Pro-forma"), predisposto in conformità alle previsioni del Regolamento 809/2004/CE e agli schemi al medesimo allegati, per l'inclusione nel prospetto informativo ai sensi dell'art. 94, commi 1 e 2, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, relativo all'offerta pubblica di vendita e all'ammissione alle negoziazioni sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. di azioni ordinarie di Enel Green Power S.p.A. (di seguito anche la "Società" o "Gruppo") e nell'*Offering Circular* che verrà predisposto per la parte della suddetta offerta riservata a investitori qualificati in Italia e a investitori istituzionali all'estero ai sensi della *Regulation S* dello *United States Securities Act* del 1933, come successivamente modificato, inclusi gli Stati Uniti d'America ai sensi della *Rule 144-A* adottata in forza dello *United States Securities Act* del 1933, come successivamente modificato. Si segnala che non si è proceduto con la predisposizione del rendiconto finanziario consolidato pro-forma, in quanto le informazioni relative alle operazioni riflesse nel documento pro-forma e i flussi di cassa operativi sono sostanzialmente evidenziati nell'ambito delle singole rettifiche pro-forma. Inoltre non è stato predisposto lo stato patrimoniale consolidato pro-forma, in quanto le suddette operazioni risultano già riflesse nel bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2010 della Società, approvata dal relativo Consiglio di Amministrazione in data 28 luglio 2010.

Il Prospetto Consolidato Pro-forma è stato predisposto al fine di rappresentare i principali effetti sul conto economico consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 delle seguenti operazioni:

- acquisizione del 60% del capitale sociale di Endesa Cogeneración y Renovables S.L. (di seguito anche "Ecyr" o "Gruppo Ecyr", oggi Enel Green Power España), società indirettamente controllata da Enel S.p.A. (di seguito anche "Enel") per il tramite di Endesa Generación S.A. (di seguito anche "Endesa");
- ripatrimonializzazione della Società, effettuata in data 17 marzo 2010 per Euro 3.700 milioni (di seguito anche la "Ripatrimonializzazione").

Tali operazioni (di seguito congiuntamente anche le "Operazioni") sono illustrate in dettaglio nel successivo paragrafo 3.

Il Prospetto Consolidato Pro-forma è stato predisposto al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, i principali effetti delle Operazioni sulla situazione economica consolidata della Società qualora le stesse fossero virtualmente il 1° gennaio 2009.

Si segnala, tuttavia, che le informazioni contenute nel Prospetto Consolidato Pro-forma rappresentano, come precedentemente indicato, una simulazione, fornita ai soli fini illustrativi, dei possibili effetti che potrebbero derivare dalle Operazioni. In particolare, poiché i dati pro-forma sono costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti di operazioni successive, nonostante il rispetto delle regole comunemente accettate e l'utilizzo di assunzioni ragionevoli, vi sono dei limiti connessi alla natura stessa dei dati pro-forma. Pertanto, si precisa che qualora le Operazioni fossero realmente avvenute alle date ipotizzate, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati rappresentati nel Prospetto Consolidato Pro-forma.

In ultimo, si segnala che il Conto Economico Consolidato Pro-forma, di seguito riportato, non intende in alcun modo rappresentare una previsione dei futuri risultati del Gruppo e non deve pertanto essere utilizzato in tal senso.

Il Prospetto Consolidato Pro-forma deve essere letto congiuntamente con il bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 della Società, assoggettato a revisione contabile da parte della società di revisione KPMG S.p.A., che sullo stesso ha emesso una relazione senza rilievi in data 15 giugno 2010.

2. Conto Economico Consolidato Pro-forma

Di seguito è riportato lo schema relativo al Conto Economico Consolidato Pro-forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, con evidenza delle relative scritture pro forma effettuate.

	Conto economico consolidato del Gruppo		Conto Deconsolidamento di Eufer	Rettifiche pro-forma		Conto economico consolidato pro-forma del Gruppo
	Conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr	Conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr		Allocazione quota di risultato del Gruppo Ecyr di pertinenza di terzi	Effetto finanziario delle Operazioni	
(Milioni di Euro)	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F) = Σ(A : E)
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.733	297	(85)	-	-	1.945
Altri ricavi	44	7	(5)	-	-	46
Ricavi	1.777	304	(90)	-	-	1.991
Materie prime e materiali di consumo	206	50	(12)	-	-	244
Servizi	275	58	(16)	-	-	317
Costo del personale	172	14	(4)	-	-	182
Ammortamenti e perdite di valore	416	118	(25)	-	-	509
Altri costi operativi	60	3	(3)	-	-	60
Costi per lavori interni capitalizzati	(25)	-	-	-	-	(25)
Costi	1.104	243	(60)	-	-	1.287
Proventi netti da gestione rischio commodity	118	-	-	-	-	118
Utile operativo	791	61	(30)	-	-	822
Proventi finanziari	26	5	-	-	-	31
Oneri finanziari	(161)	(53)	18	-	46	(150)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	23	(2)	-	-	23
Utile prima delle imposte	658	36	(14)	-	46	726
Imposte	219	5	(5)	-	16	235
Utile dell'esercizio (Gruppo e terzi)	439	31	(9)	-	30	491
Quota di pertinenza di Gruppo	418	25	(9)	(11)	30	453
Quota di pertinenza di terzi	21	6	-	11	-	38
Utile per azione (Euro)	0,35	-	-	-	-	0,09

Si segnala che l'utile per azione pro forma è stato determinato considerando un numero totale di azioni pari a 5.000.000.000, che rappresenta il numero totale delle azioni in circolazione dalla data del presente documento, a seguito delle operazioni di rideterminazione del numero di azioni e di ripatrimonializzazione poste in essere dalla Società nel corso del primo semestre 2010.

3. Descrizione delle Operazioni

Come rappresentato nella Premessa al presente documento, le Operazioni oggetto delle rettifiche pro-forma riguardano l'acquisizione di Ecyr e la Ripatrimonializzazione della Società. In particolare:

Acquisizione Ecyr

Acquisizione da parte della Società del 60% del capitale sociale di Ecyr, società indirettamente controllata da Enel per il tramite di Endesa, deliberata dal Consiglio di Amministrazione in data 22 marzo 2010. Tale acquisizione è stata realizzata mediante:

- i) L'acquisto di una quota pari al 30% del capitale sociale, ad un prezzo di Euro 326 milioni, interamente finanziata attraverso il ricorso al conto corrente di corrispondenza in essere con Enel.
- ii) La sottoscrizione di un aumento di capitale per complessivi Euro 814 milioni, di cui Euro 534 milioni mediante versamento in denaro e per la parte residua attraverso conferimento della partecipazione a controllo congiunto del 50% detenuta nel capitale sociale di Enel Union Fenosa Renovables S.A. (di seguito anche "Eufér").

Per effetto delle suddette operazioni la Società, dunque, detiene il 60% del capitale sociale di Ecyr, mentre Endesa ne detiene il restante 40%.

L'acquisizione in oggetto si configura come un'operazione *under common control* e cioè come un'operazione di aggregazione aziendale in cui l'acquirente e l'entità acquisita (nella circostanza rispettivamente la Società e il Gruppo Ecyr) sono controllate dalla medesima entità (Enel) sia prima, sia dopo l'aggregazione, e tale controllo non è transitorio.

Ripatrimonializzazione della Società

In data 17 marzo 2010, nell'ambito della complessiva riorganizzazione delle attività rinnovabili in Spagna e Portogallo e al fine di rafforzare la struttura patrimoniale del Gruppo, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato di integrare il patrimonio netto della Società mediante rinuncia da parte di Enel ad una parte del credito finanziario vantato sul conto corrente intersocietario per un importo pari a Euro 3.700 milioni da destinare ad apposita riserva di patrimonio netto disponibile della Società.

4. Note esplicative al Conto economico consolidato pro-forma

4.1 Base di presentazione e principi contabili utilizzati

Il Prospetto Consolidato Pro-forma è stato elaborato in conformità alla Comunicazione CONSOB n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001, che disciplina la metodologia di redazione dei dati pro-forma. In particolare, il conto economico consolidato pro-forma è stato predisposto rettificando i dati storici del Gruppo, desunti dal bilancio consolidato dello stesso relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 ("Dati Storici"), al fine di simulare gli effetti economici che sarebbero potuti derivare dalle Operazioni nel relativo bilancio consolidato.

I principi contabili adottati per la predisposizione del Prospetto Consolidato Pro-forma, laddove non diversamente segnalato, sono gli stessi utilizzati per la redazione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 del Gruppo, che è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standard – IAS* e *International Financial Reporting Standards IFRS*) emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)*, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla data di chiusura dell'esercizio, alle interpretazioni emesse, e in vigore alla stessa data, dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee*

(IFRIC) e dallo *Standing Interpretation Committee* (SIC) (l'insieme di tutti i principi e interpretazioni di riferimento sopraindicati e di seguito definito "IFRS-EU"), nonché ai provvedimenti emanati in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n.38 del 28 febbraio 2005.

Si precisa, inoltre, che tutte le informazioni riportate nel presente documento sono espresse in milioni di euro, salvo ove diversamente indicato.

4.2 Descrizione delle rettifiche pro-forma effettuate per la predisposizione del Prospetto Consolidato Pro-forma

Di seguito sono riportati i commenti alle rettifiche pro-forma effettuate per la predisposizione del Conto Economico Consolidato Pro-forma esposto nel precedente paragrafo 2.

A) Conto economico consolidato del Gruppo

La colonna in oggetto rappresenta il conto economico consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, come riportato nel relativo bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 ed assoggettato a revisione contabile completa da parte di KPMG S.p.A..

B) Conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr

La colonna in oggetto rappresenta il conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr, relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, al fine di simulare gli effetti economici che sarebbero derivati dall'acquisizione del suddetto gruppo, qualora la stessa fosse avvenuta il 1° gennaio 2009. Nella circostanza, al fine di rendere più agevole la lettura delle rettifiche effettuate, è stato elaborato un conto economico consolidato pro-forma per il Gruppo Ecyr, che riflette gli effetti delle operazioni che hanno riguardato il gruppo nei primi mesi dell'esercizio 2010, descritte nel paragrafo 4.3, e l'allineamento dei criteri utilizzati per la predisposizione del bilancio del Gruppo Ecyr ai principi contabili del Gruppo.

Tale conto economico consolidato pro-forma è presentato nel successivo paragrafo 4.3.

C) Deconsolidamento di Eufer

La colonna in oggetto illustra gli effetti del deconsolidamento della partecipazione in Eufer, conseguente al conferimento in Ecyr della partecipazione detenuta dalla Società, nell'ambito della sottoscrizione dell'aumento di capitale indicato nel precedente paragrafo 3.

A seguito di tale conferimento, Eufer viene acquisita nel conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr (si veda commento alla rettifica pro-forma riportata nel paragrafo 4.3, colonna B.3).

D) Allocazione quota di risultato del Gruppo Ecyr di pertinenza di terzi

La colonna in oggetto riflette l'allocazione a terzi della quota del risultato netto dell'esercizio del Gruppo Ecyr non di pertinenza del Gruppo, pari al 40%.

E) Effetto finanziario delle Operazioni

Per effetto delle Operazioni l'indebitamento finanziario netto pro-forma del Gruppo, si riduce per Euro 2.840 milioni. La colonna in oggetto riflette, pertanto, l'effetto delle Operazioni sugli oneri finanziari, nonché i relativi effetti fiscali. In particolare, l'effetto sugli oneri finanziari è stato determinato utilizzando il tasso d'interesse medio ponderato per l'esercizio 2009 applicato sul conto corrente di corrispondenza intrattenuto con la controllante Enel, pari all'1,629%, mentre l'effetto fiscale è stato calcolato sulla base dell'aliquota applicabile alla Società pari al 34% (27,5% per l'IRES e 6,5% per l'addizionale IRES).

Si precisa che la sottoscrizione mediante versamento in denaro dell'aumento di capitale di Ecyr (Euro 534 milioni) comporta, di fatto, un aumento dell'indebitamento finanziario netto pro-forma del Gruppo in quanto le disponibilità derivanti dal suddetto aumento di capitale sono state utilizzate, insieme a Euro 10 milioni attinti dalle disponibilità liquide del Gruppo Ecyr, per la distribuzione di dividendi di cui al paragrafo 4.3, punto B.2.

(Milioni di Euro)

Ripatrimonializzazione	(3.700)
Acquisizione del 30% del Gruppo Ecyr mediante versamento in denaro	326
Sottoscrizione dell'aumento di capitale di Ecyr mediante versamento in denaro	534
Effetto sull'indebitamento finanziario netto del Gruppo (conto corrente di corrispondenza)	(2.840)
Tasso di interesse medio ponderato per l'esercizio 2009 sul conto corrente di corrispondenza	1,629%
Rettifica della voce oneri finanziari	46
Aliquota fiscale	34%
Rettifica della voce imposte	16
Effetti sull'utile dell'esercizio (Gruppo e terzi)	30
Quota di pertinenza del Gruppo	30
Quota di pertinenza di terzi	-

4.3 Descrizione delle rettifiche pro-forma effettuate per la predisposizione del conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr

Di seguito sono descritte le transazioni oggetto delle rettifiche pro-forma per la predisposizione del conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr:

Aumento di capitale:

Aumento di capitale nel Gruppo Ecyr per complessivi Euro 814 milioni, di cui Euro 534 milioni mediante versamento in denaro e per la restante parte, pari ad Euro 280 milioni, attraverso conferimento della partecipazione a controllo congiunto del 50% detenuta nel capitale sociale di Eufer. A seguito di tale sottoscrizione la quota di partecipazione della Società nel Gruppo Ecyr è aumentata al 60%.

Cessione di una parte significativa delle attività e passività del Gruppo Ecyr ad Acciona S.A.:

Nell'ambito degli accordi esistenti tra Enel, controllante della Società, e Acciona S.A. per la cessione da parte di quest'ultima a Enel dell'ulteriore quota del 25,01% del capitale di Endesa, il Gruppo Ecyr ha ceduto in quattro *tranches*, in data 25 giugno, 31 luglio, 15 e 29 dicembre 2009 una parte significativa delle proprie attività e passività ad Acciona S.A..

Nella seguente tabella sono rappresentate le rettifiche pro-forma apportate per la predisposizione del suddetto conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr:

	Conto economico consolidato del Gruppo Ecyr		Rettifiche pro-forma			Conto economico consolidato pro-forma del Gruppo Ecyr
	(B1)	(B2)	(B3)	(B4)	(B5)	
(Milioni di Euro)						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	292	(101)	85	21	-	297
Altri ricavi	729	(727)	5	-	-	7
Ricavi	1.021	(828)	90	21	-	304
Materie prime e materiali di consumo	33	(3)	12	8	-	50
Servizi	52	(13)	16	3	-	58
Costo del personale	11	(2)	4	1	-	14
Ammortamenti e perdite di valore	151	(108)	25	3	47	118
Altri costi operativi	-	-	3	-	-	3
Costi per lavori interni capitalizzati	-	-	-	-	-	-
Costi	247	(126)	60	15	47	243
Proventi netti da gestione rischio commodity	-	-	-	-	-	-
Utile operativo	774	(702)	30	6	(47)	61
Proventi finanziari	10	(5)	-	-	-	5
Oneri finanziari	(48)	14	(18)	(1)	-	(53)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	24	-	2	(3)	-	23
Utile prima delle imposte	760	(693)	14	2	(47)	36
Imposte	164	(151)	5	1	(14)	5
Utile dell'esercizio (Gruppo e terzi)	596	(542)	9	1	(33)	31
Quota di pertinenza del Gruppo	589	(542)	9	-	(31)	25
Quota di pertinenza di terzi	7	-	-	1	(2)	6

B.1 Conto economico consolidato del Gruppo Ecyr

La colonna in oggetto rappresenta il conto economico consolidato del Gruppo Ecyr al 31 dicembre 2009, riportato nel *reporting package* predisposto ai fini del consolidamento del Gruppo Ecyr nel bilancio consolidato di Enel e assoggettato a revisione contabile nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 del Gruppo Enel.

B.2 Cessione di talune attività e passività di Ecyr

Nella presente colonna sono stati rappresentati gli effetti economici connessi agli attivi e passivi ceduti ad Acciona S.A. e inclusi nel conto economico consolidato di Ecyr per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, nonché quelli relativi alla plusvalenza realizzata per effetto della cessione in oggetto e i relativi effetti fiscali. Quanto precede è stato effettuato per simulare gli effetti dell'operazione di cessione in questione, qualora la stessa fosse virtualmente avvenuta il 1° gennaio 2009.

B.3 Conferimento di Eufer in Ecyr

Nella colonna in oggetto sono rappresentati gli effetti economici connessi al conferimento di Eufer in Ecyr. In conformità ai principi contabili adottati dal Gruppo, infatti, il conferimento in parola, che come detto in precedenza rientra nelle aggregazioni di imprese sotto controllo comune, è stato rilevato attribuendo alle attività ed alle passività acquisite gli stessi valori contabili inseriti nel bilancio consolidato dell'entità controllante comune Enel alla data del trasferimento.

B.4 Joint ventures consolidate con il metodo proporzionale

Le joint ventures sono consolidate nei bilanci consolidati della Società e di Ecyr rispettivamente con il metodo proporzionale e il metodo del patrimonio netto. Nella presente colonna sono pertanto rappresentati gli effetti connessi all'applicazione del metodo proporzionale per la contabilizzazione delle joint ventures detenute dal Gruppo Ecyr, al fine di allineare i relativi criteri contabili.

B.5 Effetti dell'allocazione del prezzo di acquisizione

La colonna in oggetto riflette gli effetti stimati sul conto economico pro forma connessi all'allocazione del prezzo di acquisizione delle attività e passività acquisite. In particolare, in conformità ai principi contabili adottati dal Gruppo, le attività e passività acquisite sono rilevate in base agli stessi valori contabili inseriti nel bilancio consolidato dell'entità controllante comune Enel alla data del trasferimento. A tale proposito occorre segnalare che l'acquisizione da parte del gruppo Enel del gruppo Endesa, del quale Ecyr costituisce una controllata, si è completata in data 25 giugno 2009 e il processo di allocazione del prezzo di acquisizione si è completato il 30 giugno 2010; pertanto, nella presente colonna sono riflessi gli effetti economici connessi all'allocazione del prezzo di acquisizione delle attività e passività acquisite del Gruppo Ecyr.

Nella seguente tabella sono rappresentate le informazioni economiche consolidate pro-forma del Gruppo Ecyr, al netto di Eufer, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009 pro-forma
Totale Ricavi	214
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-
Costi per:	
Materie prime e materiali di consumo	38
Servizi	42
Personale	10
Altri costi operativi	-
Lavori interni capitalizzati	-
Totale Costi	90
EBITDA	124
Ammortamenti e perdite di valore	93
Utile operativo	31
Proventi finanziari	5
Oneri finanziari	(35)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	21
Utile prima delle imposte	22
Imposte	-
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	22

5. Informazioni pro-forma con riferimento alle business unit

Il Gruppo opera attraverso le seguenti *business unit*, tre relative alla attività principale di produzione di energia rinnovabile in relazione a specifiche aree geografiche e una quarta relativa all'offerta a terzi di prodotti e servizi per la micro generazione di energia da fonti rinnovabili:

- **Italia ed Europa:** in cui rientra l'attività svolta dal Gruppo in Italia, Grecia, Francia, Bulgaria e Romania.
- **Nord America:** in cui rientra l'attività svolta dal Gruppo negli Stati Uniti e in Canada.
- **Iberia e America Latina:** in cui rientra l'attività svolta dal Gruppo in Spagna, Portogallo, Messico, Panama, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, e Costa Rica, Brasile e Cile.
- **Enel.si:** il Gruppo è inoltre attivo, tramite la società interamente controllata Enel.si, nell'offerta di prodotti, servizi pre/post vendita e soluzioni integrate per la realizzazione di impianti di generazione distribuita di energia (fotovoltaico, mini-eolico, solare termico, pompe geotermiche e altro) e per il risparmio e l'efficienza energetica negli usi finali, attraverso una rete di negozi in franchising composta, alla data del 31 dicembre 2009, da 517 installatori, negozi e punti vendita specializzati, distribuiti in modo capillare in Italia.

In sede di predisposizione dei bilanci consolidati della Società, il Gruppo Ecyr sarà incluso nella *business unit* Iberia e America Latina. Pertanto le Operazioni avranno impatto esclusivamente su tale *business unit*.

Nella seguente tabella sono rappresentati, per ciascuna *business unit*, gli effetti delle Operazioni su alcuni indicatori del conto economico relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Enel.si	Totale
Ricavi verso Terzi					
Dati Storici	1.103	352	144	178	1.777
Rettifiche pro-forma (1)	-	214	-	-	214
Dati pro-forma	1.103	566	144	178	1.991
Proventi netti da gestione rischio commodity					
Dati Storici	118	-	-	-	118
Rettifiche pro-forma (1)	-	-	-	-	-
Dati pro-forma	118	-	-	-	118
Ricavi totali, inclusi effetti gestione rischio commodity					
Dati Storici	1.221	352	144	178	1.895
Rettifiche pro-forma (1)	-	214	-	-	214
Dati pro-forma	1.221	566	144	178	2.109
EBITDA					
Dati Storici	898	212	90	7	1.207
Rettifiche pro-forma (1)	-	124	-	-	124
Dati pro-forma	898	336	90	7	1.331
Utile operativo					
Dati Storici	581	155	49	6	791
Rettifiche pro-forma (1)	-	31	-	-	31
Dati pro-forma	581	186	49	6	822

(1) Gruppo Ecyr al netto di Eufer.

Nella seguente tabella sono rappresentati, per ciascuna *business unit*, gli effetti delle Operazioni sugli investimenti relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Enel.si	Totale
Investimenti (al lordo contributi)					
Dati Storici	453	254	36	1	744
Rettifiche pro-forma (1)	-	134	-	-	134
Dati pro-forma	453	388	36	1	878
Investimenti in partecipazioni					
Dati Storici	11	-	39	-	50
Rettifiche pro-forma (1)	-	60	-	-	60
Dati pro-forma	11	60	39	-	110
Totale investimenti pro-forma	464	448	75	1	988

(1) Gruppo Ecyf al netto di Eufer.

Le rettifiche pro-forma relativi a investimenti in partecipazioni sono riferibili a ENEOP (Portogallo) per Euro 49 milioni, a EE. Douro (Portogallo) per Euro 3 milioni e altri minori investimenti in Spagna per Euro 8 milioni.

La seguente tabella evidenzia gli effetti dell'Operazione per investimenti (al lordo contributi) suddivisi per tecnologia e relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

<i>(Milioni di Euro)</i>	Idroelettrici	Geotermici	Eolici	Altre	Totale immobili impianti e macchinari	Attività immateriali	Totale investimenti (al lordo contributi)
Investimenti (al lordo contributi)							
Dati Storici	123	195	400	14	732	12	744
Rettifiche pro-forma (1)	-	-	128	6	134	-	134
Dati pro-forma	123	195	528	20	866	12	878

(1) Gruppo Ecyf al netto di Eufer.

La seguente tabella riporta gli effetti dell'Operazione sul numero dei dipendenti del Gruppo al 31 dicembre 2009:

	Italia ed Europa	Iberia e America Latina	Nord America	Enel.si	Totale
Numeri dipendenti					
Dati Storici	1.752	565	280	88	2.685
Rettifiche pro-forma (1)	-	140	-	-	140
Dati pro-forma	1.752	705	280	88	2.825

(1) Gruppo Ecyf al netto di Eufer.

Al 31 dicembre 2009, dopo le rettifiche pro-forma, il Gruppo impiega 2.825 dipendenti, di cui 1.756 in Italia e 1.069 all'estero.

La seguente tabella riporta gli effetti dell'Operazione su alcuni indicatori del conto economico, sulla *business unit* Iberia e America Latina, e in specifico su Spagna e Portogallo relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Spagna e Portogallo (Milioni di Euro)	Dati Storici	Rettifiche pro-forma (1)	Dati pro-forma
Ricavi verso terzi	90	214	304
EBITDA	56	124	180
Utile operativo	30	31	61
Investimenti (al lordo contributi)	146	134	280

(1) Gruppo Ecyr al netto di Eufer.

Le rettifiche pro-forma relativi a fondi rischi e oneri ammontano al 31 dicembre 2009 a Euro 19 milioni, di cui Euro 4,5 milioni relativi a contenziosi legali di Ecyr.

Nella seguente tabella è inoltre rappresentata la Capacità installata netta di Ecyr al netto di Eufer per tecnologia al 31 dicembre 2009.

(MW)	Al 31 Dicembre	
	2009	(*)
Idroelettrico	29	3,4%
Eolico	751	87,3%
Geotermico	-	0,0%
Solare	12	1,5%
Altro	67	7,8%
Totale capacità installata netta	859	100,0%

(*) incidenza calcolata rispetto al totale.

20.4 Posizione fiscale

Con riguardo alle società del Gruppo ritenute rilevanti tenendo conto della significatività delle stesse e delle relative posizioni fiscali, si espongono le seguenti informazioni.

Robin tax

Enel Green Power è soggetta all'addizionale IRES del 6,5% c.d. "Robin Tax" (5,5% per l'esercizio 2008) prevista per i soggetti – con un volume di ricavi superiore a 25 milioni di euro nel precedente periodo di imposta – che operano, tra l'altro, nel settore della produzione o commercializzazione di energia elettrica. La Società è pertanto soggetta ad una aliquota complessiva IRES pari al 34% (aliquota ordinaria del 27,5% più aliquota addizionale del 6,5%). È prevista un'esenzione dalla Robin Tax per i soggetti che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e di fonte solare-fotovoltaica o eolica. Poiché Enel Green Power produce energia elettrica prevalentemente mediante impianti geotermici ed idroelettrici, non può beneficiare di tale esenzione.

Consolidato domestico

Enel Green Power ha partecipato al consolidato fiscale domestico della capogruppo Enel (società consolidante) per i periodi d'imposta 2008 (anno di costituzione della Società a seguito della scissione di Enel Produzione S.p.A., anch'essa parte del consolidato) e 2009, anno di scadenza dello stesso. Per tali anni, la Società ha trasferito al consolidato reddito imponibile ed eccedenze di Risultato Operativo Lordo ai sensi dell'art.96, c.7 del TUIR.

Enel Green Power ha optato per il rinnovo dell'opzione del consolidato per il triennio 2010 – 2012.

Perdite fiscali

ENA ha perdite fiscali riportabili a nuovo per circa Euro 37,3 milioni (al cambio del 31 dicembre 2009), di cui Euro 27,9 milioni fino al 2029 e i restanti Euro 9,4 milioni fino al 2028.

Enel Power do Brasil LTDA ha perdite fiscali riportabili a nuovo senza limiti di tempo per circa Euro 28,6 milioni (al cambio del 31 dicembre 2009). Tali perdite possono essere utilizzate in compensazione del 30% degli utili fiscali di ogni anno.

Regime del “lucro presumido” in Brasile

Alvorada Energia S.A., Apiacas Energia S.A., Isami Ikeda Energia S.A., Socibe Energia S.A., Primavera Energia S.A., Quatiara Energia S.A. e Vale Energetica S.A. – società di diritto brasiliano controllate da Enel Brasil Participacoes LTDA – hanno aderito al regime fiscale agevolato del “lucro presumido” che prevede una tassazione del reddito su base forfetaria. Qualora una delle società dovesse superare il limite di BRL 48 milioni (circa Euro 19,2 milioni) di ricavi annuali la stessa decadrebbe immediatamente da tale regime agevolato e il relativo reddito sarebbe assoggettato a tassazione secondo il metodo ordinario.

I “Production tax credit” in USA

ENA può beneficiare dei c.d. Production Tax Credits che conferiscono crediti d'imposta proporzionali alla quantità di energia elettrica derivante da fonte eolica prodotta e venduta. Non avendo sufficiente base imponibile, ENA non è in grado di trarre pieno beneficio dall'utilizzo di tali crediti, usufruendone comunque indirettamente attraverso gli accordi di tax partnership sotto menzionati.

Le “tax partnership” in USA

Le tax partnership sono strumenti contemplati dalla normativa fiscale americana che consentono di assegnare a entità terze esterne al Gruppo (tax equity investors), a determinate condizioni e in specifici contesti previsti dalla normativa di riferimento, i benefici fiscali riconosciuti negli Stati Uniti d'America alle società che producono energia da fonti rinnovabili.

ENA ha attualmente in corso due rapporti di tax partnership con differenti istituzioni finanziarie al fine di finanziare i progetti “Snyder”, “Smoky Hill I” e “Smoky Hill II”, relativi a centrali eoliche installate in Kansas e in Texas. Tali operazioni hanno assicurato ad ENA apporti di capitale da parte degli investitori finanziari, a fronte del trasferimento a questi ultimi dei crediti fiscali (“Production Tax Credit”) connessi alla produzione eolica e delle perdite fiscali maturate.

Credito fiscale per proventi straordinari reinvestiti in Spagna

Ecyr (oggi Enel Green Power España) ha beneficiato per l'esercizio 2009 di un credito fiscale pari al 12% dei proventi straordinari derivanti dalla cessione – principalmente a favore di Acciona – di immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie reinvestiti in immobilizzazioni similari. In particolare, Ecyr ha beneficiato di un credito fiscale pari ad Euro 60 milioni.

20.5 Politica dei dividendi

Enel Green Power non mai ha distribuito dividendi; l'assemblea dell'Emittente ha, infatti, deliberato di allocare gli utili maturati negli esercizi 2008 e 2009 alla voce di patrimonio netto “*Utili a nuovo*”. Non si segnalano restrizioni alla distribuzione dei dividendi.

La Società intende perseguire una politica di dividendi che possa collocarsi nella parte alta del *range* di quella adottata dalle società comparabili operanti nel medesimo settore e comunque con un *dividend pay out* non inferiore al 30%.

20.6 Procedimenti giudiziari e arbitrati

Nel corso del normale svolgimento della propria attività, il Gruppo è parte in numerosi procedimenti giudiziari civili e amministrativi, attivi e passivi, nonché alcuni giudizi arbitrati.

Enel Green Power ha costituito nel proprio bilancio consolidato un fondo contenzioso legale destinato a coprire, tra l'altro, le passività che potrebbero derivare, secondo le indicazioni dei legali interni ed esterni, dalle vertenze giudiziali e da altro contenzioso in corso. Al 30 giugno 2010, tale fondo era pari a Euro 25 milioni. In conformità con i principi contabili di riferimento, il fondo contenzioso legale copre soltanto quelle passività che il Gruppo ritiene probabili e ragionevolmente quantificabili. L'esposizione massima stimata per il rischio di soccombenza del Gruppo in relazione al contenzioso di seguito riportato è pari a circa Euro 13 milioni per i quali è stato effettuato il relativo accantonamento al fondo contenzioso legale.

Inoltre, con riferimento ai contenziosi legali il cui esito negativo è considerato solo possibile, si precisa che la stima degli effetti finanziari complessivi è pari a circa Euro 6 milioni.

Nell'ambito della scissione parziale di Enel Produzione in favore di Enel Green Power, l'atto di scissione stipulato in data 27 novembre 2008 (l'“**Atto di Scissione**”) stabilisce che eventuali sopravvenienze attive o passive che si dovessero manifestare successivamente alla data di efficacia della scissione (1° dicembre 2008) rimarranno rispettivamente a beneficio o a carico di Enel Green Power purché siano inerenti al ramo di azienda oggetto della scissione e ai relativi elementi patrimoniali e rapporti giuridici (fanno eccezione le sole sopravvenienze passive derivanti dai rapporti inerenti ai canoni concessori dovuti e non corrisposti alla data di efficacia della scissione, non menzionati nel progetto di scissione che rimarranno in capo a Enel Produzione, cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5).

In ogni caso, Enel Green Power non ritiene che le eventuali passività correlate all'esito delle vertenze in corso possano avere un impatto rilevante sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Si riporta di seguito una descrizione dei principali procedimenti di cui il Gruppo è parte o nei quali Enel Green Power è succeduta per effetto dell'Atto di Scissione.

Contenzioso Carlo Gavazzi Green Power S.p.A.

Nell'ottobre del 2009, Carlo Gavazzi Green Power S.p.A. ha convenuto in giudizio dinanzi al Tribunale di Roma Enel Green Power sostenendo che la denominazione sociale “ENEL GREEN POWER” violerebbe i propri prioritari diritti di esclusiva sulla propria denominazione sociale “Carlo GAVAZZI GREEN POWER” e sul proprio marchio “GREEN POWER”, registrato come marchio nazionale. La Carlo Gavazzi Green Power S.p.A. ha richiesto inoltre la liquidazione degli asseriti danni, da accertarsi in corso di causa.

Enel Green Power si è quindi costituita in giudizio nel dicembre 2009 unitamente a Enel (quest'ultima, in qualità di terzo interveniente volontario) rilevando in sintesi:

- (i) la nullità del marchio “GREEN POWER” della controparte sulla base della sua genericità e descrittività, (l'espressione GREEN POWER risulta infatti comunemente utilizzata per indicare l'“energia verde”) e, dunque, della sua inidoneità a costituire un valido segno distintivo atto a contraddistinguere prodotti e servizi inerenti al settore delle energie rinnovabili;

- (ii) in via subordinata, la decadenza per intervenuta volgarizzazione del predetto marchio fatto valere da Carlo Gavazzi;
- (iii) in via ulteriormente subordinata, l'assenza di qualsivoglia contraffazione del suddetto marchio da parte di Enel Green Power (e di Enel), tra l'altro per l'assenza di un rischio di confusione con il segno di controparte (segno distintivo debole);
- (iv) in ogni caso, l'intervenuta convalida – con conseguente incontestabilità – del marchio “ENEL GREEN POWER” depositato da Enel il 7 febbraio 2002, registrato in data 24 aprile 2002, e concesso in licenza dalla medesima società a Enel Green Power.

Alla luce di quanto sopra, Enel Green Power e Enel hanno chiesto il rigetto di tutte le domande di controparte, nonché l'accertamento e la dichiarazione dell'avvenuta convalida del predetto marchio “ENEL GREEN POWER” di Enel e, tra l'altro, in via riconvenzionale, l'accertamento e la dichiarazione della nullità del marchio “GREEN POWER” della controparte o, in via subordinata della sua decadenza. In data 29 gennaio 2010, si è svolta la prima udienza relativa ed è in corso la fase istruttoria. La causa è stata rinviata all'udienza del 12 maggio 2010, nel corso della quale la data della successiva udienza è stata fissata per il 31 dicembre 2012.

Nel corso del giudizio ordinario, la Carlo Gavazzi Green Power, in considerazione degli asseriti danni che sarebbero potuti derivare dall'auspicata ammissione alle negoziazioni delle Azioni della Società, ha depositato un ricorso cautelare chiedendo l'emissione di un provvedimento d'urgenza al fine di inibire immediatamente ad Enel Green Power l'uso del marchio e della denominazione “Green Power”. Il Tribunale di Roma, con ordinanza depositata il 19 maggio 2010, ha accolto le difese di Enel sia sul a) *periculum in mora* posto che la quotazione delle azioni dell'Emittente non può di per sé in alcun modo contribuire ad accrescere la conoscenza del segno distintivo Enel Green Power” sia b) sul *fumus boni juris* in quanto il segno “green power” è stato considerato una espressione con scarso potere distintivo nel settore energetico, dando luogo quindi ad un marchio debole. La Carlo Gavazzi Green Power ha quindi proposto reclamo avverso tale ordinanza e, a seguito dell'udienza, che si è tenuta in data 9 luglio 2010, il Tribunale di Roma, con ordinanza depositata in data 23 luglio 2010 ha rigettato il reclamo. In particolare, il Tribunale di Roma ha ritenuto non confondibili i due marchi, in considerazione degli elementi di differenziazione riscontrati nella differente denominazione delle società, nella peculiare veste grafica e cromatica del marchio Enel Green Power nonché della compresenza del marchio Enel, dotato di autonoma risonanza e forza evocativa e pertanto idoneo di per sé ad escludere possibilità di confusione tra le attività della Carlo Gavazzi Green Power e dell'Emittente.

Contenziosi connessi a immissioni dalle centrali geotermiche della Società nei Comuni di Pian Castagniaio e limitrofi (c.d. zona Amiata)

Con diversi atti di citazione gli attori residenti nei Comuni di Pian Castagniaio e limitrofi (c.d. zona Amiata) hanno lamentato a vario titolo danni a causa delle immissioni ed emissioni provenienti dalle centrali geotermiche della Società situate nella zona. I contenziosi sono i seguenti:

(i) *Contenzioso Sbrolli /Pistone contro Enel Green Power*

Con atto di citazione del novembre 2002 i Sigg. Sbrolli / Pistone hanno convenuto l'allora Enel Green Power (alla quale è succeduta dapprima Enel Produzione e in seguito, per effetto dell'Atto di Scissione, l'Emittente) innanzi al Tribunale di Montepulciano per asseriti danni alla salute subiti a causa delle presunte immissioni in atmosfera di sostanze nocive dalle centrali geotermiche, chiedendo altresì la chiusura delle medesime centrali di proprietà di Enel Green Power.

Con sentenza del 26 febbraio 2007, Enel Green Power è stata condannata al pagamento di complessivi circa Euro 300.000. Alla Data del Prospetto, il giudizio è in fase di appello (appello proposto da Enel Green Power) dinnanzi alla Corte di Appello di Firenze. La prossima udienza è fissata per il 2 novembre 2011.

(ii) Contenzioso Perini / Giglioni contro Enel Produzione Green Power

Con atto di citazione del luglio 2003, i signori Perini e Giglioni hanno convenuto l'allora Enel Green Power (alla quale è succeduta dapprima Enel Produzione e in seguito, per effetto dell'Atto di Scissione, l'Emittente) innanzi al Tribunale di Montepulciano per asseriti danni alla salute subiti a causa delle presunte immissioni in atmosfera di sostanze nocive dalle centrali geotermiche, chiedendo altresì la chiusura delle medesime centrali di proprietà di Enel Green Power.

Con sentenza del 5 marzo 2010, il Tribunale di Montepulciano ha dichiarato, accogliendo le difese di Enel Green Power, la competenza del giudice amministrativo nei procedimenti promossi da Perini/Giglioni.

I signori Perini e Giglioni hanno notificato in data 13 aprile 2010 atto di appello avverso la sentenza del 5 marzo 2010, l'Emittente si è costituito nei termini di legge presso la Corte di Appello di Firenze. La prossima udienza è fissata per il 13 giugno 2013.

(iii) Contenzioso Benanchi / Fè contro Enel Green Power

Con atto di citazione del settembre 2003, i signori Benanchi / Fè hanno convenuto l'allora Enel Green Power (alla quale è succeduta dapprima Enel Produzione e in seguito, per effetto dell'Atto di Scissione, l'Emittente) innanzi al Tribunale di Montepulciano per asseriti danni alla salute subiti a causa delle presunte immissioni in atmosfera di sostanze nocive dalle centrali geotermiche, chiedendo altresì la chiusura delle medesime centrali di proprietà di Enel Green Power.

Con sentenza del 5 marzo 2010, il Tribunale di Montepulciano ha dichiarato, accogliendo le difese di Enel Green Power, la competenza del giudice amministrativo nei procedimenti promossi da Benanchi / Fè.

I signori Benanchi / Fè hanno notificato in data 13 aprile 2010 atto di appello avverso la sentenza del 5 marzo 2010, l'Emittente si è costituito nei termini di legge presso la Corte di Appello di Firenze. La prossima udienza è fissata per il 14 novembre 2012.

(iv) Contenzioso Maria Grazia Sacchi e altri contro Enel Produzione

Con atto di citazione del luglio 2007, Maria Grazia Sacchi e altri hanno convenuto Enel Produzione (alla quale è succeduta, per effetto dell'Atto di Scissione, l'Emittente) innanzi al Tribunale di Montepulciano per asseriti danni alla salute subiti a causa delle presunte immissioni in atmosfera di sostanze nocive dalle centrali geotermiche.

Alla Data del Prospetto è in corso la consulenza tecnica d'ufficio.

La prossima udienza è stata fissata d'ufficio al 17 gennaio 2012 per consentire lo svolgimento delle operazioni peritali.

(v) Contenzioso Bellini Carinne e altri contro Enel Produzione

Con atto di citazione del gennaio 2008, Bellini Carinne e altri hanno convenuto Enel Produzione (alla quale è succeduta, per effetto dell'Atto di Scissione, l'Emittente) innanzi al Tribunale di Montepulciano per asseriti danni alla salute subiti a causa delle presunte immissioni in atmosfera di sostanze nocive dalle centrali geotermiche.

Alla Data del Prospetto è in corso la consulenza tecnica d'ufficio.

La prossima udienza è stata fissata d'ufficio al 17 gennaio 2012 per consentire lo svolgimento delle operazioni peritali.

(vi) Contenzioso Laura Daniela Nocci e altri contro Enel Produzione

Con atto di citazione del marzo 2008, Laura Daniela Nocci e altri hanno convenuto Enel Produzione (alla quale è succeduta, per effetto dell'Atto di Scissione, l'Emittente) innanzi al Tribunale di Montepulciano per asseriti danni alla salute subiti a causa delle presunte immissioni in atmosfera di sostanze nocive dalle centrali geotermiche.

Alla Data del Prospetto è in corso la consulenza tecnica d'ufficio.

La prossima udienza è stata fissata d'ufficio al 17 gennaio 2012 per consentire lo svolgimento delle operazioni peritali.

Contenziosi relativi al Protocollo d'Intesa tra Enel e la Regione Sardegna e al Protocollo d'Intesa tra Enel e la Regione Piemonte

A) Protocollo d'Intesa Enel – Regione Sardegna

Geopower Sardegna S.r.l., Solvay Chimica Italia S.p.A., Asja Biz e Italian Green Power S.p.A. hanno agito in giudizio, con distinti ricorsi, innanzi al TAR Lazio contro la Regione Autonoma Sardegna, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e nei confronti di Enel, Enel Produzione S.p.A. (il cui ramo di azienda inerente alle attività di generazione da fonti rinnovabili è stato trasferito alla Società per effetto della scissione del 2008), Enel Trade S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A. ("Enel Produzione"), Dalmazia Trieste S.r.l. ("Dalmazia") richiedendo l'annullamento e/o la dichiarazione di nullità del protocollo d'intesa sottoscritto tra Enel e la Regione Sardegna in data 5 luglio 2007, del parere favorevole reso dall'Antitrust in data 15 maggio 2007 nonché della deliberazione della Giunta della Regione Sardegna n. 27/50 del 17/7/2007, chiedendo altresì il risarcimento dei danni subiti e, in via cautelare, la sospensione degli atti e provvedimenti impugnati. In particolare, il protocollo tra Enel e la Regione Sardegna prevede, in sintesi, il rilascio di autorizzazioni da parte della Regione in favore di Enel per l'installazione di 160 MW eolici, a fronte della cessione di alcuni *asset* di Enel Produzione e Dalmazia e della fornitura di quantitativi di energia elettrica a prezzi competitivi ad aziende energivore sarde di importanza strategica che operano sull'isola.

I ricorrenti hanno asserito, tra l'altro, vizi attinenti al protocollo, al parere favorevole dell'Antitrust e alla delibera della Giunta. Il risarcimento del danno, allo stato, non è stato quantificato. In particolare, per quanto riguarda il protocollo tra Enel e la Regione Sardegna, a giudizio dei ricorrenti, lo stesso *(i)* violerebbe il principio della libera concorrenza nella normativa comunitaria, non essendo stato preceduto da alcuna misura volta a selezionare il miglior contraente *(ii)* consentirebbe a Enel l'ampliamento della propria esclusiva presenza sul mercato in una determinata zona e si porrebbe in contrasto con l'art. 86 del Trattato CE *(iii)* violerebbe l'art.6 della Direttiva 2003/54/CE che stabilisce che "per la costruzione di nuovi impianti di generazione gli Stati membri adottano una procedura di autorizzazione informata a criteri di obiettività, trasparenza e non discriminazione" *(iv)* violerebbe la normativa in materia di aiuti di Stato, la delibera della AEEG n.247/04 nonché le norme della Costituzione e nella normativa comunitaria in materia, tra l'altro, di procedura di evidenza pubblica. Il protocollo configurerebbe inoltre, ad avviso dei ricorrenti, un eccesso di potere per sviamento, irragionevolezza, difetto di istruttoria e di motivazione, manifesta ingiustizia e disparità di trattamento.

Con sentenze del TAR Lazio del 5 marzo 2009 sono stati rigettati i ricorsi di Geopower Sardegna S.r.l., Solvay Chimica Italia S.p.A., Asja Biz e Italian Green Power S.p.A. Alla Data del Prospetto le suddette sentenze non sono passate in giudicato.

La società Geotech Energy System ha proposto identico ricorso innanzi al TAR Sardegna. Alla Data del Prospetto non è stata ancora fissata l'udienza di discussione della causa.

B) Protocollo d'Intesa Enel – Regione Piemonte

Nell'aprile 2009, Assital – Associazione Nazionale Costruttori di Impianti, Società Umberto Cattaneo Engineering S.r.l., Società Nuovi Sistemi Termotecnici S.p.A., hanno convenuto in giudizio, innanzi al TAR Piemonte, la Regione Piemonte e Enel richiedendo l'annullamento del protocollo d'intesa, sottoscritto in data 25 luglio 2008 tra Enel e la Regione Piemonte, nonché della deliberazione della Giunta della Regione Piemonte del 21 luglio 2008. In particolare, il protocollo – avente una durata sino al 31 dicembre 2012 – è volto alla cooperazione nello sviluppo nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili e ha ad oggetto la progettazione e la realizzazione di impianti eolici nel territorio regionale con l'obiettivo di realizzare impianti per una potenza installata 150 MW, e lo studio, la progettazione e la realizzazione di impianti fotovoltaici nel territorio regionale con l'obiettivo di realizzare impianti per una potenza installata 120 MW.

I ricorrenti hanno asserito vizi attinenti al protocollo, con particolare riferimento alla violazione del principio della libera concorrenza nella normativa comunitaria, non essendo stato preceduto da alcuna misura volta a selezionare il miglior contraente, senza operare alcun confronto concorrenziale con gli altri operatori del settore. Inoltre, a giudizio dei ricorrenti, il protocollo consentirebbe a Enel l'ampliamento della propria esclusiva presenza sul mercato in una determinata zona e si porrebbe in contrasto con gli articoli 221 e 222 del D.Lgs. 12 aprile 2006, n.163 (cd. "Codice dei Contratti") che stabilisce che *"gli enti aggiudicatori possono affidare con procedura negoziata non preceduta da indizione di gara gli appalti basati su un accordo quadro solo se hanno aggiudicato detto accordo quadro in conformità alla presente parte. Gli enti aggiudicatori non possono ricorrere agli accordi quadro in modo abusivo, per ostacolare, limitare o falsare la concorrenza"*.

I ricorrenti hanno inoltre asserito che il protocollo sia in contrasto con (i) l'art. 2, comma 172 della Legge Finanziaria del 2008, sotto il profilo che *"con accordi di programma il Ministero dello sviluppo economico o altri ministeri interessati e le regioni promuovono lo sviluppo delle imprese e delle attività per la produzione di impianti ed apparecchi, e interventi per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, con particolare attenzione alle piccole e medie imprese... (omissis)*. " e con (ii) l'art. 97 della Costituzione e la violazione del principio della trasparenza, per ciò che riguarda la parte del protocollo inerente la clausola di riservatezza fra Enel e la Regione che escluderebbe a priori il coinvolgimento concorrenziale di altri operatori del settore delle energie rinnovabili. Il protocollo configurerebbe inoltre, ad avviso dei ricorrenti, un eccesso di potere per sviamento, irragionevolezza, difetto di istruttoria e di motivazione, manifesta ingiustizia e disparità di trattamento.

Alla Data del Prospetto, non risulta fissata alcuna udienza.

Contenzioso Ferrocemento S.p.A.

Nel febbraio 1997, Enel adiva il Tribunale di Verbania a seguito dell'ingiustificata sospensione dei lavori, da parte dell'associazione temporanea di imprese avente come mandataria la società Ferrocemento S.p.A. (ora Società Condotte d'Acqua), inerenti a un contratto di appalto del 1992 avente ad oggetto la realizzazione di una galleria di derivazione connessa all'impianto idroelettrico di Varzo II (VB). In particolare, Enel si costituiva in giudizio formulando domanda di risarcimento dei danni per circa Euro 15 milioni e Ferrocemento formulava domanda riconvenzionale per asseriti danni inerenti ai maggiori oneri e al mancato lucro, quantificando gli stessi in un pari importo di Euro 15 milioni. Interveniva in giudizio, ai sensi dell'art. 111 c.p.c., Enel Produzione in qualità di cessionaria del ramo d'azienda e del giudizio *de quo*. Nel gennaio

2001 il Tribunale di Verbania respingeva la domanda riconvenzionale di Ferrocemento disponendo, altresì, il rigetto della richiesta di risarcimento dei danni avanzata da Enel.

La sentenza veniva impugnata nel marzo 2002, innanzi alla Corte d'Appello di Torino, dalla Società Condotte d'Acqua S.p.A. – subentrata alla Ferrocemento – riproponendo le medesime domande formulate in primo grado e Enel Produzione proponeva appello incidentale. Ad esito del giudizio di appello, nel dicembre 2004, la Corte di Appello di Torino attribuiva a Ferrocemento un ammontare complessivo pari a circa Lire 420 milioni (pari a Euro 216.992,34) e, con sentenza non definitiva rigettava l'impugnazione di Ferrocemento relativa all'accertamento della inadempienza di Enel e la domanda di Enel inerente al risarcimento danni. Nel settembre del 2006, Enel Produzione impugnava tali sentenze con ricorso incidentale per Cassazione. Alla Data del Prospetto non è stata ancora fissata l'udienza in Cassazione.

Contenzioso con CO.GE.SY. S.p.A.

Nel febbraio 1997, la società CO.GE.SY. S.p.A. – appaltatrice di opere per conto di Enel nell'ambito di un contratto di appalto stipulato nel 1991 per i lavori di rinnovamento della centrale e delle opere di restituzione dell'impianto di Arci-Tivoli – conveniva in giudizio la stessa Enel dinanzi al Tribunale di Roma per l'ottenimento di Lire 3.023 milioni oltre Lire 231 milioni per interessi nonché la restituzione di Lire 819 milioni quale importo trattenuto da Enel in dipendenza del fallimento della Edile Triveneta S.p.A. (impresa mandante facente parte dell'associazione temporanea di imprese).

Enel si costituiva in giudizio contestando le domande dell'attrice e proponendo domanda riconvenzionale Lire 162 milioni (per danni da ritardo nella consegna di partite di lavoro).

Il Tribunale di Roma nel gennaio del 2003 condannava Enel al pagamento di un importo pari ad Euro 782.498. La sentenza del Tribunale di Roma è stata impugnata da Enel Produzione (in proprio ed in qualità di mandataria di Enel) ed in secondo grado la Corte di Appello di Roma nel novembre del 2006 ha in parte recepito le argomentazioni di Enel Produzione riducendo l'importo condannatorio ad Euro 112.648,84. Da ultimo tale sentenza è stata impugnata con ricorso per Cassazione dalla CO.GE.SY. nel gennaio 2008 e con controricorso incidentale da Enel notificato nel febbraio 2008. Alla Data del Prospetto, non è stata ancora fissata l'udienza di Cassazione.

Contenzioso con gli Eredi Pignatelli

Nel 1999, Maria Francesca Sciascia, Luigi e Stefania Pignatelli di Cerchiara, in qualità di eredi Pignatelli convenivano in giudizio Enel richiedendo il risarcimento dei danni per la morte di Gilberto e Dario Pignatelli avvenuta nel novembre del 1990 nell'ambito di una battuta di caccia nel territorio del Comune di Veiano a seguito dell'aspirazione di esalazioni venefiche di anidride solforosa.

Nell'ambito della vicenda fu dapprima promosso un giudizio penale a carico del legale rappresentante dell'azienda faunistico-venatoria, nonché del Sindaco di Veiano e del guardiacaccia conclusasi con l'assoluzione degli imputati da parte della Corte di Appello di Roma.

Gli attori promuovevano quindi un giudizio civile nel 2000 nei confronti del Comune di Veiano, del Sindaco di Veiano, dell'Azienda faunistico-venatoria "Veiano", del guardiacaccia Mario Castori, della Regione Lazio, dei Ministeri dell'Industria, dell'Artigianato, e del Commercio e dei Lavori Pubblici, addebitando in capo ai convenuti responsabilità di cui agli artt. 2043 c.c., 2051 c.c. e 2050 c.c., a cui imputare il risarcimento dei danni patiti dai defunti familiari e richiedendo la liquidazione di un asserito danno di circa Euro 5,4 milioni oltre interessi. Il Comune di Veiano e il Sindaco Luigi Romiti nel settembre del 2000 convenivano in giudizio Enel (alla quale è subentrata Enel Produzione) e l'Agip, eccependo la carenza di legittimazione

passiva del Comune stesso e del sindaco e asserendo che l'area costituiva zona l'attività mineraria era svolta da Enel e Agip.

Con sentenza del 2005, il Tribunale di Roma rigettava le domande degli attori, non ravvisando alcuna ipotesi di responsabilità in capo ai convenuti, né ai sensi dell'art. 2043 c.c., né ai sensi degli artt. 2050 e 2051 c.c. La sentenza è stata impugnata dagli eredi Pignatelli richiedendo la condanna anche di Enel al risarcimento dei danni subiti dagli appellanti.

Enel Produzione, quale successore a titolo particolare di Enel, si è costituita in giudizio nel luglio del 2006 contestando *in toto* quanto dedotto dagli appellanti nel rispettivo atto e proponendo contestualmente appello incidentale avverso quei capi di sentenza che non riconoscono la prescrizione del diritto e dell'azione finalizzata a richiedere il risarcimento dei danni nei confronti di Enel, la carenza di legittimazione passiva di Enel nel giudizio, nonché l'infondatezza della domanda in forza del giudicato penale, formatosi ai sensi e per gli effetti degli artt. 652 e 654 c.p.p.

Alla Data del Prospetto, la causa è in decisione presso la Corte Appello di Roma.

Contenzioso con Enrico Maria Battisti

Nel febbraio del 2002, il Sig. Battisti ha citato Enel avanti il Tribunale Regionale delle acque Pubbliche di Roma per sentirla condannare al risarcimento dei danni subiti (pari a circa Euro 1,3 milioni) alla sua proprietà terriera a causa delle continue inondazioni dal 1969 ed esondazioni del Tevere causate dall'esercizio dell'impianto idroelettrico sito nel Comune di Gallese in Teverina di Enel, attribuibile alla mancata manutenzione della diga, nonché per far effettuare a carico della convenuta le opere di consolidamento delle sponde del medesimo canale di derivazione.

Nel giudizio si è costituita Enel Produzione, in proprio e quale successore a titolo particolare di Enel, e con sentenza emessa di maggio del 2006, il Tribunale Regionale delle acque Pubbliche di Roma ha riconosciuto in favore del Sig. Battisti l'importo di Euro 116.357,503, oltre a interessi e spese legali.

La sentenza è stata impugnata nell'ottobre del 2006 innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche da entrambe le parti. Nel corso del giudizio di secondo grado, ancora pendente alla Data del Prospetto, è stata esperita una nuova consulenza tecnica d'ufficio, che ha valutato il danno complessivo in circa Euro 276.000,00 (incrementandoli rispetto agli Euro 116.357,503, liquidati in primo grado). All'udienza del 10 marzo 2010 sono state precisate le conclusioni e, a seguito dell'udienza del 7 luglio 2010, la causa è stata trattenuta in decisione.

Arbitrato LaGeo

Nell'ottobre del 2008, Enel Produzione ha promosso un procedimento arbitrale, secondo le regole della Camera di Commercio Internazionale di Parigi, contro Comision Ejecutiva Hidroelectrica del Rio Lempa ("CEL"), interamente controllata dalla Repubblica di El Salvador, e Inversiones Energéticas S.A. de C.V. ("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 ad oggetto la gestione della società LaGeo.

In particolare, tale patto parasociale stipulato in occasione delle privatizzazioni 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 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 realizzazione 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 USD 30 milioni oltre a interessi, tasse e spese legali o, in alternativa, (ii) a risarcire i danni quantificati complessivamente in Dollari USD 264,2 milioni oltre ad interessi, tasse e spese legali.

Nel corso del giudizio INE si è costituita chiedendo l'estromissione di CEL ed un risarcimento danni a carico di Enel Green Power per complessivi Dollari USD 100,3 milioni 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 ed il lodo è atteso entro il mese di dicembre 2010; in caso di decisione favorevole, lo stesso andrà eseguito secondo le regole per la delibazione delle sentenze dello Stato di El Salvador.

Contenzioso Energía XXI Energías Renováveis e Consultoria limitada contro Ecyr

Esistono due contenziosi pendenti avviati dalla società portoghese Energía XXI Energías Renováveis e Consultoria Limitada contro Ecyr (oggi Enel Green Power España) per asseriti danni derivanti dalla risoluzione anticipata di un contratto di agenzia in esclusiva per la vendita di aereo-generatori e parchi eolici di Ecyr in Portogallo e Brasile.

Il primo è un procedimento arbitrale avviato nel 1999; con lodo del 21 novembre 2000, il collegio arbitrale ha ritenuto indebita la risoluzione del contratto da parte di Ecyr e lo ha condannato al pagamento di circa 50.000 Euro a titolo di commissioni mensili del contratto di agenzia dal luglio 1999 all'ottobre 2000 nonché al lucro cessante in relazione alla stipula di contratti per almeno 15 MW (quantificabile in circa 600.000 Euro). Ecyr ha chiesto l'annullamento del lodo arbitrale e il procedimento è ancora pendente.

Con successivo atto di citazione del 9 maggio 2006, la società portoghese ha convenuto Ecyr innanzi al Tribunale civile di Lisbona sostenendo che il pregiudizio subito in conseguenza della risoluzione del contratto è relativo alla stipula di contratti per la vendita di impianti e parchi per molto più di 15 MW e chiedendo danni per Euro 545.666.000. Ecyr ritiene del tutto infondate le pretese avverse. Il procedimento è tuttora pendente.

Contenzioso relativo a Star Lake

Enel North America è in procinto di avviare una procedura di arbitrato in relazione all'impianto idroelettrico di Star Lake (Canada), espropriato dal dicembre 2008 dal Governo di Terranova e Labrador. In particolare, Enel North America è titolare di una partecipazione pari 49% della società Star Lake Hydro Partnership, partecipata per il rimanente 51% dal Gruppo Abitibi, principalmente attivo nella produzione e trasformazione del legno e prodotti cartari. Tale società era titolare del suddetto impianto di Star Lake) da 17 MW, in funzione dal 1998, che è stato espropriato nell'ambito di una più ampia espropriazione delle attività del Gruppo Abitibi, in cui Enel North America è stata coinvolta in quanto socio di minoranza. Enel North America è in procinto di ricorrere attraverso il trattato NAFTA (*North American Free Trade Agreement*) a

una procedura di arbitrato finalizzata a ottenere un indennizzo per l'esproprio. Tale procedura richiederà quattro o cinque anni per essere conclusa. Allo stesso tempo, Enel North America sta continuando a perseguire vie negoziali con il Governo per ripristinare lo *status quo* antecedente all'esproprio.

Arbitrato tra Sonae e ECYR (oggi Enel Green Power España)

Con atto notificato il 31 agosto 2009, Ecyr (oggi Enel Green Power España) è stata convenuta in arbitrato dalla società portoghese SONAE con la quale è comproprietaria al 50% della società Termicas Portuguesas. L'oggetto della domanda è la pretesa violazione da parte di ECYR delle obbligazioni di esclusiva e del mancato rispetto dei patti parasociali. Per tale motivo, la società SONAE ha richiesto un risarcimento del danno emergente e del lucro cessante pari a Euro 23,7 milioni per i danni subiti in dipendenza delle suddette violazioni. Successivamente, in data 5 maggio 2010, Enel Green Power España ha presentato domanda riconvenzionale contestando che il patto parasociale è tuttora vigente e che la SONAE è inadempiente sia per non aver contribuito al rinnovo degli incarichi dei consiglieri di Termicas Portuguesas nella forma prevista dal suddetto patto, sia per aver violato l'obbligo di esclusiva previsto nel medesimo, avendo esercitato attività commerciali in Portogallo in forma autonoma rispetto a Termicas Portuguesas. È previsto allo stato che l'arbitrato possa concludersi nel primo semestre del 2011.

Contenzioso relativo a parchi eolici di Eufer in Spagna

Il Ministerio de Industria, Comercio y Turismo Spagnolo non ha incluso i parchi eolici di Eufer denominati Peña del Gato, Valdelacasa, Valdesamario, Coto de Codesas II, Valdelín e l'ampliamento di Valdelín (questi ultimi due in costruzione alla Data del Prospetto) nel registro amministrativo delle installazioni di produzione di energia da fonti rinnovabili (il *Registro de pre-asignación de retribución de instalaciones de régimen especial*) al fine di usufruire del regime speciale di incentivi per l'energia da fonti rinnovabili stabilito dal Real Decreto 661/2007 del 25 maggio 2007. La mancata inclusione dei suddetti parchi eolici nel registro è stata impugnata innanzi all'autorità amministrativa da parte di Eufer. Nell'eventualità che il ricorso sia rigettato, Eufer intende instaurare un contenzioso innanzi all'organo di giustizia amministrativa.

Inoltre, le autorizzazioni amministrative relative ai parchi eolici di Valdesamario, Peña del Gato e Espina, così come quelle della Linea elettrica ad Alta Tensione Villameca e della sottostazione di SET Ponjos e Villameca, sono stati impugnati innanzi all'organo di giustizia amministrativa da parte dell'associazione ambientalista SEO. In data 30 luglio 2010, Eufer ha presentato domanda riconvenzionale contro il ricorso di SEO relativo al parco eolico di Valdesamario. Con ordinanza del 15 giugno 2010, notificata in data 17 giugno 2010, il Tribunal Superior de Justicia de Castilla y Leon, in accoglimento del ricorso di SEO, ha disposto la sospensione cautelare dell'autorizzazione amministrativa relativa al parco eolico di Valdesamario. In data 25 giugno 2010, Eufer ha presentato un ricorso avverso tale ordinanza.

Arbitrato tra Eufer e MTorres

Nel mese di aprile 2008, Eufer e la società MTorres Olvega Industrial ("MTorres") hanno stipulato alcuni contratti di fornitura di turbine relative ai parchi eolici di Oencia e Corullón, i quali prevedevano: (i) il rispetto di determinate caratteristiche tecniche delle turbine nonché (ii) l'adattamento del contratto, ove necessario, ai requisiti richiesti nell'ambito di contratti di *project financing*, stipulati tra Eufer e entità finanziatrici, con BBVA come capofila.

Successivamente alla stipula del IV accordo quadro di *project financing* tra Eufer ed alcune entità finanziatrici, occorsa in data 17 dicembre 2008, queste ultime hanno comunicato ad Eufer che non avrebbero finanziato i contratti di fornitura con MTorres in relazione ai suddetti parchi eolici a meno che non fossero rilasciate da Eufer nuove garanzie in loro favore.

Nel marzo del 2009, Eufer ha comunicato a MTorres le ulteriori richieste delle entità finanziatrici, nonché il mancato rispetto di alcuni requisiti tecnici delle turbine stabiliti dal contratto di fornitura.

Non avendo ricevuto alcuna risposta da MTorres, dopo varie richieste, nel febbraio 2010 Eufer ha escusso tre garanzie bancarie rilasciate da MTorres e relative all'adempimento dei contratti di fornitura delle turbine.

In data 8 settembre 2010, Eufer è stata convenuta nell'ambito del procedimento arbitrale promosso da MTorres al fine di ottenere il pagamento delle turbine di cui aveva iniziato la costruzione, il rimborso delle tre garanzie escusse da Eufer e i danni asseriti per un totale di Euro 31,986 milioni.

Alla Data del Prospetto non è ancora intervenuta la nomina degli arbitri, a seguito della quale Eufer notificherà la propria risposta. In ogni caso, in base al contratto stipulato con Gas Natural e relativo allo scioglimento di Eufer (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.6 del Prospetto), ad Enel Green Power saranno attribuite solamente il 50% delle eventuali spese sostenute in relazione al procedimento.

Estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI")

Enel Green Power è succeduta in una serie di contenziosi in materia di ICI con riferimento agli impianti acquisiti per effetto della scissione di Enel Produzione S.p.A..

Con l'articolo 1 – quinquies del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – “recante disposizioni urgenti in materia di enti locali” – aggiunto in sede di conversione dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'articolo 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche, “nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti ad esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso”.

Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale (“CTR”) dell'Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13/07/06, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1-quinquies citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.

Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna ed ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono quelli di seguito evidenziati:

- rilevanza del valore delle “turbine” nella valutazione catastale degli impianti;
- possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare, senza un termine di decadenza, le rendite proposte dal contribuente.

Nella sentenza è stato, altresì, affermato che “... il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici ... anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'articolo 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939” e non solo per centrali elettriche.

Si segnala che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione, e la Sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito.

Enel Green Power, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continuerà a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio alle parti degli impianti in questione, provvedendo all'adeguamento del Fondo rischi ed oneri in misura

adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti. Per quanto concerne i criteri utilizzati al fine di stimare il rischio derivante dai singoli accertamenti per ICI notificati alla società, la società ha esteso la copertura anche alle annualità suscettibili di eventuali analoghe contestazioni. Al 30 giugno 2010, l'ammontare accantonato per Enel Green Power S.p.A. era pari a circa Euro 10,2 milioni a copertura del rischio di maggiore imposta e interessi. La Società non ha invece ritenuto di accantonare al Fondo rischi ed oneri il rischio per le relative sanzioni, stante il quadro di obiettiva incertezza normativa che giustificerebbe la disapplicazione delle stesse sulla base dell'articolo 10, comma 3, della L. n. 212 del 2000 (c.d. "Statuto del contribuente").

La Società non ha, però, ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e dei Comuni. Nel caso in cui i Comuni impositori sollevassero ulteriori contestazioni su impianti sino ad oggi non oggetto di rilievi, Enel Green Power S.p.A. potrebbe essere tenuta a corrispondere ai Comuni una maggiore ICI. Il verificarsi dei suddetti eventi potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società.

Enel Power do Brasil

Enel Power do Brasil LTDA ha in essere un contenzioso in materia di PIS e COFINS (tributi dovuti sul reddito lordo) per un importo complessivo pari a circa Euro 21,4 milioni (al cambio del 31 dicembre 2009). La Società ha impugnato l'accertamento mediante un procedimento amministrativo di primo grado ottenendo una riduzione della richiesta a circa Euro 9,3 milioni (al cambio del 31 dicembre 2009). Il procedimento è attualmente pendente in attesa della decisione amministrativa di secondo grado, a sua volta impugnabile in sede giudiziale. Il rischio di soccombenza è stato qualificato dalla società e dai relativi consulenti fiscali come "possibile". Enel Power do Brasil LTDA ha, pertanto, conformemente alle pratiche previste dai principi contabili, ritenuto di non dover accantonare a Fondo rischi ed oneri alcuna somma a copertura del rischio di soccombenza. Il verificarsi dei suddetti eventi potrebbe avere effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società.

Arbitrato tra Geotérmica del Norte e Perforadora Santa Barbara

Con atto notificato in data 27 maggio 2010, Geotérmica del Norte, società cilena controllata da Enel Latin America B.V., è stata convenuta in un giudizio arbitrale innanzi alla Camera di Conciliazione e di arbitrato di Santiago del Cile da parte di Perforadora Santa Barbara (Chile) S.A.

In particolare, Perforadora Santa Barbara ha richiesto il risarcimento del danno (quantificato complessivamente in circa 14,8 milioni di Dollari USA) conseguente all'asserita estinzione del contratto stipulato con Geotérmica del Norte – avente ad oggetto la fornitura da parte di Perforadora Santa Barbara di servizi per la trivellazione finalizzati all'individuazione di campi geotermici nei siti di Apacheta e El Tatio – dovuta alla temporanea sospensione delle autorizzazioni ambientali rilasciate alla stessa Geotérmica del Norte.

In data 9 luglio 2010, Geotermica del Norte ha depositato la propria memoria difensiva e domanda riconvenzionale, sostenendo (i) l'infondatezza delle pretese di Perforadora Santa Barbara in merito all'invalidità del contratto e (ii) il proprio diritto di recedere dal contratto alle condizioni dallo stesso stabilite.

In sede di domanda riconvenzionale, Geotermica del Norte ha inoltre richiesto a Perforadora Santa Barbara il risarcimento di danni quantificati in USD 4,7 milioni in conseguenza dei ritardi di Perforadora Santa Barbara

nello svolgimento delle attività di trivellazione. Successivamente, in data 4 agosto 2010, Perforadora Santa Barbara ha depositato memoria di replica alla quale Geotermica del Norte ha risposto in data 27 agosto.

20.7 Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente

Successivamente alla chiusura del primo semestre 2010, nel mese di luglio Enel Green Power: (i) ha acquisito da Endesa Hellas, a fronte di un corrispettivo totale pari a circa Euro 20 milioni, alcuni impianti eolici, con una capacità installata pari a circa 6 MW, nonché alcuni impianti *mini-hydro* con una capacità installata pari a circa 2,8 MW e alcuni impianti *mini-hydro* in costruzione, per complessivi 6,35 MW (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.7 del Prospetto); (ii) ha sottoscritto rispettivamente con Siemens Wind Power A/S e Vestas Italia S.r.l. due accordi quadro per la fornitura di turbine eoliche che potranno coprire il 60% del piano strategico degli investimenti di Enel Green Power per il settore eolico nel periodo 2011- 2014 (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.8 del Prospetto); (iii) per il tramite di Enel Green Power España, ha stipulato un accordo con Gas Natural SDG, S.A. per la suddivisione degli asset di Eufer, al fine di consentire a ciascuna delle parti di perseguire in maniera più efficace la propria strategia sul mercato iberico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.6 del Prospetto).

Ad eccezione di quanto sopra indicato, l'Emittente non è a conoscenza di cambiamenti significativi della situazione finanziaria o commerciale del Gruppo verificatisi successivamente alla chiusura del primo semestre 2010.

20.8 Revisione delle informazioni finanziarie

Il Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato del Gruppo al 30 giugno 2010, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 28 luglio 2010, è stato assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 4 agosto 2010.

Il Bilancio Consolidato, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010, è stato assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010.

Il Bilancio Aggregato, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 giugno 2010, è stato assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione senza rilievi in data 14 giugno 2010.

Il Prospetto Consolidato Pro-forma, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, è stato assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 8 settembre 2010.

Le relazioni della Società di Revisione devono essere lette congiuntamente ai bilanci oggetto di revisione contabile e si riferiscono alla data in cui tali relazioni sono state emesse.

CAPITOLO XXI – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

21.1 Capitale sociale

21.1.1 *Capitale sociale sottoscritto e versato*

Alla Data del Prospetto, il capitale sociale dell'Emittente sottoscritto e versato è pari a Euro 1.000.000.000, suddiviso in numero 5.000.000.000 Azioni, con valore nominale pari a euro 0,20.

21.1.2 *Esistenza di quote non rappresentative del capitale, precisazione del loro numero e delle loro caratteristiche principali*

Alla Data del Prospetto, la Società non ha emesso azioni non rappresentative del capitale sociale.

21.1.3 *Azioni proprie*

Alla Data del Prospetto, l'Emittente non possiede azioni proprie e non sono state conferite autorizzazioni al Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie.

21.1.4 *Ammontare delle obbligazioni convertibili, scambiabili o con warrant, con indicazione delle modalità di conversione, scambio o sottoscrizione*

Alla Data del Prospetto, la Società non ha emesso obbligazioni convertibili, scambiabili o con *warrant*.

21.1.5 *Esistenza di diritti e/o obblighi di acquisto su capitale autorizzato, ma non emesso o di un impegno all'aumento del capitale*

Non applicabile.

21.1.6 *Esistenza di offerte in opzione aventi ad oggetto il capitale di eventuali membri del Gruppo*

Non applicabile.

21.1.7 *Evoluzione del capitale sociale negli ultimi tre esercizi sociali*

L'Emittente è stata costituita in data primo dicembre 2008 con un capitale sociale pari a Euro 600.000.000,00 rappresentato da n. 1.200.000.000 Azioni, senza valore nominale.

In data 10 giugno 2010, l'assemblea straordinaria dell'Emittente, con atto a rogito del Dott. Nicola Atlante, Notaio in Roma, Repertorio n. 34336, ha deliberato di aumentare gratuitamente il capitale sociale da Euro 600.000.000,00 ad Euro 1.000.000.000,00 mediante imputazione a capitale sociale (e conseguente pari riduzione) di parte della riserva disponibile di patrimonio netto fino a concorrenza di Euro 400.000.000,00. L'assemblea straordinaria dell'Emittente ha inoltre stabilito che il nuovo capitale di Euro 1.000.000.000,00 sia suddiviso in n. 5.000.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di euro 0,20 ciascuna.

21.2 Atto costitutivo e statuto sociale

La Società è stata costituita con atto di scissione di Enel Produzione S.p.A. del 27 novembre 2008 efficace a far data dal 1° dicembre 2008, per atto a rogito del Notaio in Roma dott. Nicola Atlante, Rep. n. 29782, Raccolta n. 12295.

L'assemblea straordinaria tenutasi in data 10 giugno 2010 ha approvato lo statuto che entrerà in vigore alla data di inizio delle negoziazioni delle azioni sul Mercato Telematico Azionario, per adeguarne le previsioni

alla normativa vigente per le società con azioni quotate di cui al Testo Unico e successive modifiche (lo "Statuto").

21.2.1 Oggetto sociale e scopi dell'Emittente

L'oggetto sociale dell'Emittente è definito nell'art. 4 dello Statuto, che dispone come segue:

"4.1 La Società ha per oggetto l'esercizio e lo sviluppo dell'attività di produzione e vendita di energia elettrica generata da fonti rinnovabili.

A tal fine la Società, direttamente o indirettamente tramite società controllate o partecipate, può operare sia in Italia che all'estero e svolgere qualsiasi altra attività connessa, strumentale, affine, complementare o comunque utile per il conseguimento dell'oggetto sociale, tra cui, a titolo esemplificativo e non esaustivo, attività di:

- a) progettazione, realizzazione, gestione, sviluppo e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica;*
- b) ricerca e coltivazione di risorse geotermiche, ivi inclusa la valorizzazione dei prodotti da esse derivanti;*
- c) ricerca e sviluppo nel campo della utilizzazione delle energie rinnovabili, dell'uso razionale dell'energia e dei servizi energetici;*
- d) realizzazione di impianti ed erogazione di servizi connessi alla distribuzione e utilizzazione dell'energia elettrica, ivi comprese la realizzazione e la gestione di interventi di riqualificazione per il risparmio energetico presso la clientela;*
- e) commercio di prodotti e servizi connessi alla vendita di energia elettrica e di gas, operando direttamente con propri punti vendita e/o tramite terzi mediante una rete di franchising e/o di partenariato.*

La Società può, inoltre, svolgere attività di ricerca, consulenza ed assistenza in tutti i settori attinenti l'oggetto sociale, nonché qualunque altra attività che consenta una migliore utilizzazione e valorizzazione delle strutture, risorse e competenze impiegate.

4.2 La Società può altresì svolgere direttamente, nell'interesse delle società controllate o delle partecipate, ogni attività connessa o strumentale rispetto all'attività propria o a quelle delle partecipate o controllate medesime.

A tal fine la Società provvede in particolare:

- al coordinamento delle risorse manageriali delle società partecipate o controllate, da attuare anche mediante idonee iniziative di formazione;*
- al coordinamento amministrativo e finanziario delle società partecipate o controllate, compiendo in loro favore ogni opportuna operazione, ivi inclusa la concessione di finanziamenti nonché, più in generale, l'impostazione e la gestione dell'attività finanziaria delle medesime;*
- alla fornitura di altri servizi in favore delle società partecipate o controllate in aree di specifico interesse aziendale.*

4.3 Per il conseguimento dell'oggetto sociale la Società può, in definitiva, compiere tutte le operazioni che risultino necessarie o utili in funzione strumentale o comunque connessa quali, a titolo esemplificativo: la prestazione di garanzie reali e/o personali per obbligazioni sia proprie che di terzi, la conclusione di

operazioni mobiliari, immobiliari, commerciali e quant'altro collegato all'oggetto sociale o che consenta una migliore utilizzazione delle strutture e/o risorse proprie e delle partecipate o controllate, ad eccezione della raccolta di risparmio tra il pubblico e dei servizi di investimento così come definiti dal decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle attività di cui all'art. 106 del decreto legislativo 1° settembre 1993, n. 385 in quanto esercitate anch'esse nei confronti del pubblico nonché delle attività in genere riservate dalla legge a professionisti iscritti in appositi albi."

21.2.2 Sintesi delle disposizioni dello statuto dell'Emittente riguardanti i membri del Consiglio di Amministrazione e i componenti del Collegio Sindacale

Si riportano di seguito le principali disposizioni statutarie riguardanti i membri del Consiglio di Amministrazione e i componenti del Collegio Sindacale. Per ulteriori informazioni si rinvia allo Statuto e alla normativa applicabile.

Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dell'art. 13, primo e secondo comma, dello Statuto, la Società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione composto da un numero di membri non inferiore a sette e non superiore a tredici determinato dall'assemblea. Il Consiglio di Amministrazione è nominato per un periodo fino a tre esercizi ed è rieleggibile.

Ai sensi dell'art. 14 dello Statuto, qualora non vi abbia provveduto l'assemblea, il Consiglio di Amministrazione elegge fra i suoi membri un presidente e può eleggere un vice presidente, che sostituisca il presidente nei casi di assenza o impedimento.

Ai sensi dell'art. 17 dello Statuto, per la validità delle riunioni del Consiglio di Amministrazione è necessaria la presenza della maggioranza degli amministratori in carica e le deliberazioni sono prese a maggioranza assoluta dei voti dei presenti (in caso di parità prevale il voto di chi presiede).

Ai sensi dell'art. 19 dello Statuto, la gestione dell'impresa spetta esclusivamente agli amministratori, i quali compiono le operazioni necessarie per l'attuazione dell'oggetto sociale e, oltre ai poteri attribuiti dalla legge, il Consiglio di Amministrazione è competente a deliberare circa le seguenti materie:

- a) la fusione e la scissione, nei casi previsti dalla legge;
- b) l'istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
- c) l'indicazione di quali tra gli amministratori hanno la rappresentanza della Società;
- d) la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;
- e) l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
- f) il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Ai sensi dell'art. 20 dello Statuto, il Consiglio di Amministrazione può delegare, nei limiti di cui all'art. 2381 del Codice Civile, proprie attribuzioni ad un comitato esecutivo e/o ad uno o più dei suoi componenti, determinando il contenuto, i limiti e le eventuali modalità di esercizio della delega. Il Consiglio, su proposta del presidente e d'intesa con gli organi delegati, può conferire deleghe per singoli atti o categorie di atti anche ad altri membri del Consiglio di Amministrazione.

Ai sensi dell'art. 21 dello Statuto, la rappresentanza legale della Società e la firma sociale spettano sia al presidente sia all'Amministratore Delegato e, in caso di assenza o impedimento del primo, al vice presidente,

se nominato. I predetti legali rappresentanti possono conferire poteri di rappresentanza legale della Società, pure in sede processuale, anche con facoltà di subdelega.

Modalità di nomina del Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dell'art. 13 dello Statuto, comma terzo e seguenti, gli amministratori vengono nominati dall'assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti, nelle quali i candidati devono essere elencati mediante un numero progressivo. Ferma restando l'applicazione delle disposizioni di legge e regolamentari a tutela degli azionisti di minoranza con particolare riferimento all'art. 147-ter, comma 3, del Testo Unico, che prevede che almeno uno dei componenti del Consiglio di Amministrazione sia espresso dalla lista di minoranza che abbia ottenuto il maggior numero di voti e non sia collegata in alcun modo, neppure indirettamente, con i soci che abbiano presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti, pur in assenza di una espressa previsione di legge al riguardo, ed in linea con quanto affermato da autorevole dottrina, è stata inserita nello statuto la previsione in base alla quale una lista di candidati per la nomina degli amministratori può essere presentata anche dal Consiglio di Amministrazione uscente, nella quale pure i candidati devono essere elencati mediante un numero progressivo. Le liste dovranno 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.

Le liste devono essere depositate presso la sede sociale e pubblicate in conformità con la normativa vigente.

Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista ed ogni candidato può presentarsi in una sola lista a pena di ineleggibilità. Hanno diritto di presentare le liste soltanto gli azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultano titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla Consob con regolamento. Unitamente a ciascuna lista devono depositarsi le dichiarazioni con le quali i singoli candidati accettano la propria candidatura ed attestano, sotto la propria responsabilità, l'inesistenza di cause di ineleggibilità e di incompatibilità, nonché l'esistenza dei requisiti prescritti dalla normativa vigente per le rispettive cariche. Gli amministratori nominati devono comunicare senza indugio al Consiglio di Amministrazione la perdita dei requisiti da ultimo indicati, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità o di incompatibilità.

Ogni avente diritto al voto può votare una sola lista.

Alla elezione degli amministratori si procede come segue:

- a) dalla lista che ha ottenuto il maggior numero dei voti espressi dagli azionisti vengono tratti, nell'ordine progressivo con il quale sono elencati nella lista stessa, i sette decimi degli amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario inferiore all'unità, all'unità inferiore;
- b) i restanti amministratori vengono tratti dalle altre liste; a tal fine, i voti ottenuti dalle liste stesse sono divisi successivamente per uno, due, tre e così via, secondo il numero degli amministratori da eleggere. I quozienti così ottenuti sono assegnati progressivamente ai candidati di ciascuna di tali liste, secondo l'ordine dalle stesse rispettivamente previsto. I quozienti così attribuiti ai candidati delle varie liste vengono disposti in unica graduatoria decrescente. Risultano eletti coloro che hanno ottenuto i quozienti più elevati.

Nel caso in cui più candidati abbiano ottenuto lo stesso quoziente, risulta eletto il candidato della lista che non abbia ancora eletto alcun amministratore o che abbia eletto il minor numero di amministratori. Nel caso in cui nessuna di tali liste abbia ancora eletto un amministratore ovvero tutte abbiano eletto lo stesso numero di amministratori, nell'ambito di tali liste risulta eletto il

candidato di quella che abbia ottenuto il maggior numero di voti. In caso di parità di voti di lista e sempre a parità di quoziente, si procede a nuova votazione da parte dell'intera assemblea risultando eletto il candidato che ottenga la maggioranza semplice dei voti;

- c) 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;
- d) per la nomina di amministratori che per qualsiasi ragione non vengono eletti ai sensi del procedimento sopra previsto, l'assemblea delibera con le maggioranze di legge in modo da assicurare comunque la presenza del numero necessario di amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge.

Il procedimento del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione.

L'assemblea, anche nel corso del mandato, può variare il numero dei componenti il Consiglio di Amministrazione, provvedendo alle relative nomine. Gli amministratori così eletti scadono con quelli in carica. Se nel corso dell'esercizio vengono a mancare uno o più amministratori, si provvede ai sensi dell'art. 2386 del codice civile. 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 dei consiglieri 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. Se viene meno la maggioranza dei consiglieri 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.

Collegio sindacale

Ai sensi dell'art. 24 dello Statuto l'assemblea elegge il Collegio Sindacale, costituito da tre sindaci effettivi, e ne determina il compenso. L'assemblea elegge altresì due sindaci supplenti.

I componenti il collegio sindacale sono scelti tra coloro che siano in possesso dei requisiti di professionalità e di onorabilità indicati nel decreto del Ministero della giustizia 30 marzo 2000, n. 162. Ai fini di quanto previsto dall'art. 1, comma 2, lettere b) e c) di tale decreto, si considerano strettamente attinenti all'ambito di attività della Società le materie inerenti il diritto commerciale ed il diritto tributario, l'economia aziendale e la finanza aziendale, nonché le materie ed i settori di attività inerenti l'energia in generale, il diritto ambientale e l'economia ambientale.

Per quanto riguarda le situazioni di ineleggibilità ed i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che possono essere ricoperti da parte dei componenti il collegio sindacale, trovano applicazione le disposizioni di legge e di regolamento vigenti.

I sindaci effettivi e i sindaci supplenti sono nominati dall'assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti, nelle quali i candidati devono essere elencati mediante un numero progressivo e devono risultare in numero non superiore ai componenti dell'organo da eleggere. Hanno diritto di presentare le liste soltanto gli azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultano 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.

Per la presentazione, il deposito e la pubblicazione delle liste si applica la normativa vigente.

Le liste si articolano in due sezioni: una per i candidati alla carica di sindaco effettivo e l'altra per i candidati alla carica di sindaco supplente. Il primo dei candidati di ciascuna sezione deve essere iscritto nel registro dei revisori contabili ed avere esercitato l'attività di controllo legale dei conti per un periodo non inferiore a tre anni.

Dalla lista che ha ottenuto il maggior numero dei voti vengono tratti, nell'ordine progressivo con il quale sono elencati nelle sezioni della lista stessa, due sindaci effettivi ed un sindaco supplente. Il restante sindaco effettivo e il restante sindaco supplente sono nominati ai sensi della normativa vigente e con le modalità previste dallo Statuto per la nomina degli amministratori tratti dalle liste che non abbiano ottenuto il maggior numero di voti, da applicare distintamente a ciascuna delle sezioni in cui le altre liste sono articolate.

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 una composizione del collegio sindacale conforme a quanto disposto dall'art. 1, comma 1, del decreto del Ministero della giustizia 30 marzo 2000, n. 162 nonché il rispetto del principio di rappresentanza delle minoranze.

La presidenza del collegio sindacale spetta al sindaco effettivo nominato con le modalità previste dallo Statuto per la nomina degli amministratori tratti dalle liste che non abbiano ottenuto il maggior numero di voti; in caso di sostituzione del presidente, tale carica è assunta dal sindaco supplente anch'egli nominato con le medesime modalità. In caso di sostituzione di uno dei sindaci tratti dalla lista che ha ottenuto il maggior numero dei voti subentra il sindaco supplente tratto dalla stessa lista.

I sindaci uscenti sono rieleggibili.

21.2.3 Diritti e privilegi connessi alle azioni

Ai sensi dell'art. 5 dello Statuto, le azioni ordinarie sono nominative e ogni azione dà diritto ad un voto. Non esistono altre categorie di azioni.

21.2.4 Disposizioni statutarie e normative relative alla modifica dei diritti degli azionisti

Ai sensi dell'art. 2437 del Codice Civile hanno diritto di recedere, per tutte o parte delle loro azioni, i soci che non hanno concorso alle deliberazioni riguardanti:

- a) la modifica della clausola dell'oggetto sociale, quando consente un cambiamento significativo dell'attività della società;
- b) la trasformazione della società;
- c) il trasferimento della sede sociale all'estero;
- d) la revoca dello stato di liquidazione;
- e) l'eliminazione di una o più cause di recesso previste dall'art. 2437, comma 2, ovvero dallo statuto;
- f) la modifica dei criteri di determinazione del valore dell'azione in caso di recesso;
- g) le modificazioni dello statuto concernenti i diritti di voto o di partecipazione.

È nullo ogni patto volto ad escludere o rendere più gravoso l'esercizio del diritto di recesso nelle ipotesi che precedono.

Di contro, è data facoltà alle società di decidere se escludere, mediante apposita previsione statutaria in tal senso, il diritto di recesso per i soci che non abbiano concorso all'approvazione delle deliberazioni riguardanti:

- a) la proroga del termine;
- b) l'introduzione o la rimozione di vincoli alla circolazione dei titoli azionari.

L'art. 6 dello Statuto, in conformità a quanto previsto dall'art. 2437, comma 2, del Codice Civile, stabilisce che non compete il diritto di recesso in caso di proroga del termine di durata della Società nonché di introduzione, modifica o rimozione di vincoli alla circolazione dei titoli azionari.

Restano salve le disposizioni dettate in tema di recesso per le società soggette – come Enel Green Power, (Cfr. Sezione I, Capitolo VII, Paragrafo 7.1 del Prospetto) – ad attività di direzione e coordinamento (Cfr. art. 2497-*quater* del Codice Civile).

Inoltre, ai sensi dell'art. 2437-*quinquies* del Codice Civile hanno diritto di recedere i soci che non concorrono alla deliberazione che comporti l'esclusione delle azioni dalla quotazione.

Per le modalità di esercizio del diritto di recesso e di liquidazione della quota del socio recedente si rinvia alle disposizioni normative applicabili in materia.

21.2.5 Previsioni normative e statutarie relative alle assemblee dell'Emittente

Ai sensi dell'art. 8 dello Statuto, le assemblee ordinarie e straordinarie sono tenute, 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. L'assemblea ordinaria deve essere convocata almeno una volta l'anno, per l'approvazione del bilancio, entro centoventi giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale ovvero entro centottanta giorni, essendo la Società tenuta alla redazione del bilancio consolidato o, comunque, quando lo richiedano particolari esigenze relative alla struttura e all'oggetto della Società.

La legittimazione all'intervento in assemblea e all'esercizio del diritto di voto sono disciplinate dalla normativa vigente.

Coloro ai quali spetta il diritto di voto possono farsi rappresentare in assemblea ai sensi di legge, mediante delega scritta. Al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate associati ad associazioni di azionisti che rispondano ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, sono messi a disposizione delle medesime 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. Lo svolgimento delle assemblee è disciplinato da apposito regolamento approvato con delibera dell'assemblea ordinaria della Società.

Ai sensi dell'art. 12 dello Statuto, ad eccezione delle materie riservate alla competenza del Consiglio di Amministrazione, l'assemblea delibera su tutti gli argomenti di sua competenza per legge. Peraltro, ai sensi dell'art. 19, secondo comma, dello Statuto, l'attribuzione di tali competenze al Consiglio di Amministrazione non esclude la concorrente competenza dell'assemblea nelle stesse materie.

Le deliberazioni, tanto per le assemblee ordinarie che per quelle straordinarie, sia in prima che in seconda o terza convocazione, vengono prese con le maggioranze richieste dalla legge nei singoli casi. Le deliberazioni dell'assemblea, prese in conformità della legge e dello statuto, vincolano tutti i soci, ancorché non intervenuti o dissenzienti.

21.2.6 Previsioni statutarie che potrebbero avere l'effetto di ritardare, rinviare o impedire la modifica dell'assetto di controllo dell'Emittente

Non applicabile.

21.2.7 Obblighi di comunicazioni al pubblico delle partecipazioni rilevanti

Lo Statuto non contiene disposizioni che impongano l'effettuazione di una comunicazione al pubblico in caso di variazione delle partecipazioni rilevanti.

Si riportano di seguito le principali previsioni concernenti la disciplina delle variazioni delle partecipazioni rilevanti. Per ulteriori informazioni, si rinvia alla normativa applicabile.

Le disposizioni normative e regolamentari vigenti prevedono, tra l'altro, che tutti coloro che partecipano al capitale rappresentato da azioni con diritto di voto di una società con azioni quotate comunichino alla società partecipata e alla Consob, con le modalità previste nel Regolamento Emittenti:

- a) il superamento della soglia del 2%;
- b) il raggiungimento o il superamento delle soglie del 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 30%, 35%, 40%, 45%, 50%, 66,6%, 75%, 90% e 95%;
- c) la riduzione della partecipazione al di sotto delle soglie indicate alle lettere a) e b) che precedono.

Ai fini degli obblighi di comunicazione di cui sopra sono considerate partecipazioni le azioni delle quali un soggetto è titolare, anche se il diritto di voto spetta o è attribuito a terzi ovvero è sospeso. Tra l'altro, sono considerate partecipazioni le azioni in relazione alle quali spetta o è attribuito ad un soggetto il diritto di voto qualora, tra l'altro, il diritto di voto spetti in virtù di delega, purché tale diritto possa essere esercitato discrezionalmente in assenza di specifiche istruzioni da parte del delegante nonché qualora il diritto di voto spetti in base ad un accordo che prevede il trasferimento provvisorio e retribuito del medesimo.

Ai medesimi fini, sono computate sia le azioni di cui sono titolari interposte persone, fiduciari, società controllate sia quelle in relazione alle quali il diritto di voto spetta o è attribuito a tali soggetti. I fiduciari calcolano la partecipazione con riferimento al totale delle azioni oggetto di intestazione. Le azioni intestate o girate a fiduciari e quelle per le quali il diritto di voto è attribuito a un intermediario, nell'ambito dell'attività di gestione del risparmio, non sono computate dai soggetti controllanti il fiduciario o l'intermediario.

Inoltre, devono essere comunicati alla società partecipata e alla Consob il superamento o la riduzione entro la soglia del 2% nonché il superamento, il raggiungimento o la riduzione entro le soglie del 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 30%, 50% e 75% del capitale mediante azioni che costituiscono il sottostante di strumenti finanziari che attribuiscono al titolare, di propria iniziativa, il diritto incondizionato ovvero la discrezionalità di acquistare o di vendere⁵⁶ (tramite consegna fisica) le azioni sottostanti, sia direttamente sia per il tramite di interposte persone, fiduciari o società controllate.

Le azioni che possono essere acquistate tramite l'esercizio di diritti di conversione o di *warrant* sono computate solo se l'acquisizione può avvenire entro sessanta giorni.

Le comunicazioni devono essere effettuate, salvo in determinate circostanze, entro 5 giorni di mercato aperto dall'operazione idonea a determinare il sorgere dell'obbligo.

⁵⁶ In tale ipotesi, l'obbligo di comunicazione sussiste nei confronti di soggetti che abbiano una partecipazione effettiva potenziale (in acquisto) superiore al 2%.

21.2.8 Previsioni statutarie relative alla modifica del capitale

Lo Statuto non contiene disposizioni più restrittive rispetto a quelle di legge in merito alla modifica del capitale sociale.

CAPITOLO XXII – CONTRATTI RILEVANTI

Il presente capitolo riporta una sintesi dei contratti importanti, diversi dai contratti conclusi nel corso del normale svolgimento dell'attività, di cui sono parte l'Emittente o membri del Gruppo, per i due anni immediatamente precedenti Data del Prospetto.

22.1 Cessione di impianti di ECYR a Acciona

In data 20 febbraio 2009, Enel ha stipulato con Acciona un accordo per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% da questa posseduta, direttamente ed indirettamente, in Endesa, a tale data partecipata da Enel al 67,05%, con il quale è venuta a detenere il 92,06% del capitale di Endesa.

In base a tale accordo, Endesa ha ceduto ad Acciona in quattro tranches, in data 25 giugno, 31 luglio, 15 e 29 dicembre 2009, alcuni impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo – individuati principalmente negli impianti interamente posseduti dal gruppo Endesa, anche per il tramite di Ecyr, e già operativi alla data dell'accordo – per complessivi 2.079 MW a fronte di un corrispettivo di circa Euro 2.817 milioni. Gli impianti, per le loro specifiche peculiarità tecnologiche (in relazione anche alla presenza di impianti esclusi dal regime speciale), sono stati valutati con il metodo del *discounted cash flow* da due banche di investimento incaricate da Endesa e Acciona, le quali hanno rilasciato un'apposita *fairness opinion*.

L'accordo prevede inoltre una clausola di cd. *earn-out* in base alla quale Acciona è tenuta a riconoscere al gruppo Endesa ed Ecyr l'incremento di valore degli impianti conseguente all'eventuale trasferimento degli stessi da parte di Acciona a qualsiasi soggetto terzo che dovesse intervenire in un periodo compreso tra i 21 e i 12 mesi, a seconda della tipologia di impianto, dalla data di cessione degli impianti da Endesa ad Acciona.

La cessione degli impianti ad Acciona rientra nel più ampio accordo stipulato in data 20 febbraio 2009 per l'acquisizione da parte di Enel dell'ulteriore partecipazione del 25,01% di Endesa e della conseguente cessazione del controllo congiunto di Enel e Acciona su Endesa ed è volta a modificare la previsione dell'originario patto parasociale concluso tra Enel e Acciona, in data 26 marzo 2007, che prevedeva la costituzione di una *joint venture* tra le stesse per la gestione di tutti gli impianti rinnovabili (sia operativi che in costruzione o in corso di sviluppo) di Endesa e Acciona, in cui quest'ultima avrebbe dovuto detenere una partecipazione pari almeno al 51%.

22.2 Contratto con Sharp e STMicroelectronics

Nell'ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell'intera catena del valore del fotovoltaico, in data 4 gennaio 2010, Enel Green Power ha firmato con Sharp Corporation (“**Sharp**”) e STMicroelectronics N.V. (“**STM**”) un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà localizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile. È previsto che la produzione dei pannelli sia avviata nel secondo semestre del 2011. La fabbrica avrà inizialmente una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici pari a 160 MW, che potrà essere incrementata nel corso dei prossimi anni fino ad un massimo di 480 MW.

Il progetto è finanziato in parte da finanziamenti statali erogati dal Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (il “**CIPE**”); in particolare, in data 22 luglio 2010, il CIPE ha deliberato un finanziamento per Euro 49 milioni fino al raggiungimento di una capacità produttiva annuale di 240 MW). Sono stati altresì richiesti ulteriori finanziamenti statali per Euro 43 milioni fino al raggiungimento di una

capacità produttiva annuale di 400 MW e per Euro 95 milioni per ulteriori incrementi di capacità che, alla Data del Prospetto, non sono ancora stati deliberati.

Al netto dei suddetti finanziamenti statali, tale progetto richiederà (i) per i primi 160 MW di capacità produttiva annuale un investimento complessivo di Euro 320 milioni (per la capacità produttiva iniziale) e sarà finanziato mediante una combinazione di capitale proprio (con un impegno fino all'ammontare massimo di Euro 70 milioni ciascuno, in *cash* o in *asset* materiali e immateriali) e *project financing* (Euro 150 milioni); (ii) per l'incremento fino a 480 MW di capacità produttiva annuale un ulteriore investimento pari circa Euro 450 milioni e sarà finanziato mediante una combinazione di capitale proprio (con un impegno fino all'ammontare massimo di Euro 20 milioni ciascuno), *project financing* (che, alla Data del Prospetto, è stato accordato fino a Euro 50 milioni) e cassa generata dal progetto stesso. A tal fine, STM ha costituito la società 3Sun S.r.l. ("3Sun"), a cui ha conferito la proprietà del sito industriale di Catania e, in data 30 luglio 2010, Enel Green Power e Sharp hanno sottoscritto l'aumento di capitale di 3Sun a essi riservato, pari a Euro 120.020.000,00, acquisendo una partecipazione pari al 33,33% ciascuna in 3 Sun S.r.l. e hanno contestualmente versato il relativo importo. In base all'accordo del 4 gennaio 2010, come modificato in data 30 luglio 2010, 3Sun sarà soggetta al controllo congiunto dell'Emittente, Sharp e STM. In particolare, il Consiglio di Amministrazione sarà composto da nove membri, tre dei quali designati dall'Emittente, tre da Sharp e i rimanenti tre da STM. Il presidente del Consiglio di Amministrazione sarà nominato a rotazione da ciascuno dei soci (da STM per gli esercizi 2010 – 2012, da EGP per gli esercizi 2013 – 2015 e da Sharp per gli esercizi 2016-2020). Inoltre, l'amministratore delegato sarà designato dall'Emittente per gli esercizi 2010-2012 e da STM per gli esercizi 2013 – 2020. Il collegio sindacale di 3Sun sarà composto da: (i) tre membri effettivi, uno dei quali designato dall'Emittente, uno da Sharp e uno da STM mentre il presidente del collegio sindacale sarà designato a rotazione per un periodo di tre anni da ciascuno dei soci e (ii) due membri supplenti, nominati dai due soci che non abbiano nominato il presidente.

In data 4 gennaio 2010, Enel Green Power, Sharp e Sharp Electronics (Italia) S.p.A. hanno inoltre sottoscritto un accordo per la creazione di una *joint venture* paritetica con l'obiettivo di sviluppare entro il 2016 nuovi campi fotovoltaici, per una capacità installata totale di circa 500 MW nella regione mediterranea, utilizzando i pannelli prodotti nell'impianto di Catania. La *joint venture*, denominata Enel Green Power & Sharp Solar Energy S.r.l. (ESSE), è partecipata al 50% dall'Emittente e al 50% da Sharp, sia direttamente sia indirettamente, mediante la società controllata Sharp Electronics (Italia) S.p.A. che detiene una partecipazione pari al 10%. L'acquisto delle suddette partecipazioni in ESSE da parte di Sharp e Sharp Electronics (Italia) è stato perfezionato in data 22 luglio 2010.

L'investimento complessivo in capitale proprio previsto per entrambe le *joint venture* nel periodo 2010-2014 è pari a Euro 187 milioni.

22.3 Acquisizione di una quota di minoranza in Geronimo Wind Energy L.L.C.

In data 6 novembre 2009, Enel North America, tramite la propria controllata EGP Geronimo Holding Company Inc. ("EGP Geronimo") ha stipulato un contratto per l'acquisizione di una partecipazione di minoranza del 25% del capitale nella società Geronimo Wind Energy L.L.C., con sede in Edina, Minnesota, avente un portafoglio di potenziali progetti ammontante a circa 4.000 MW, localizzati in Minnesota, South e North Dakota. Il prezzo dell'acquisizione, a fronte del quale vengono corrisposte a EGP Geronimo azioni privilegiate convertibili, è pari a USD 16 milioni (Euro 10,8 milioni al tasso di cambio in vigore il 6 novembre 2009).

L'accordo prevede la messa a disposizione da parte di EGP Geronimo di una linea di credito garantita da Enel North America, per complessivi USD 36 milioni (Euro 24,2 milioni al tasso di cambio in vigore il 6 novembre 2009), soggetta a revoca nel caso in cui non vengano raggiunti obiettivi minimi di sviluppo dei progetti. L'utilizzo della linea di credito dovrà essere conforme al *budget* approvato dalle parti che stabilisce l'entità delle somme che potranno essere richieste e la relativa tempistica. Il diritto di revoca della suddetta linea di credito potrà essere esercitato da EGP Geronimo nel caso in cui gli obiettivi minimi di sviluppo dei progetti non siano raggiunti entro i tre mesi successivi al termine fissato per il loro conseguimento. Geronimo Wind Energy potrà attingere nei successivi 4 anni le risorse necessarie per lo sviluppo dei propri progetti e per il funzionamento della società stessa.

A fronte dell'utilizzo della linea di credito, l'accordo prevede l'assegnazione a EGP Geronimo di un corrispondente quantitativo di azioni privilegiate convertibili e prevede che, in seguito alla completa utilizzazione della linea di credito, Enel North America verrà a detenere indirettamente una partecipazione pari al 56% del capitale di Geronimo Wind Energy (assumendo che non si verifichino nel frattempo emissioni di nuove azioni con conseguenti effetti diluitivi sulla partecipazione di EGP Geronimo). Alla Data del Prospetto, la partecipazione del Gruppo in Geronimo Wind Energy L.L.C. è pari al 38,25% del capitale sociale, mentre il restante 61,75% è detenuto da oltre 40 soci, tra i quali The Rahn Group, LLC, e Nixon Investments, LLC che detengono rispettivamente il 27,68% e il 14,61%. Inoltre, in base al contratto, alla data del 31 dicembre 2015, EGP Geronimo avrà il diritto di ottenere il rimborso totale della linea di credito e dei dividendi, mediante il riacquisto da parte di Geronimo Wind Energy di tutte le azioni privilegiate in capo a EGP Geronimo.

Le azioni privilegiate conferiscono a EGP Geronimo: (i) il diritto di nominare membri del Consiglio di Amministrazione della società in proporzione alla partecipazione detenuta (pari, alla Data del Prospetto, a due amministratori su otto e destinato a divenire proporzionale alla percentuale di azioni possedute a seguito della conversione delle azioni privilegiate in azioni ordinarie), (ii) il diritto di percepire dividendi cumulativi con un tasso annuale dell'8,75% (alla Data del Prospetto, non è attesa la distribuzione di dividendi da parte di Geronimo) e (iii) priorità nel rimborso del capitale nel caso di liquidazione della società in base al valore nominale di ciascuna azione oltre ai dividendi accumulati non pagati. È inoltre previsto che le deliberazioni relative a talune tipologie di operazioni rilevanti (quali, tra l'altro, emissione di titoli di capitale, vendita di *asset* rilevanti della società, modifiche al *budget*, assunzione di indebitamento, operazioni con parti correlate e distribuzione di dividendi) siano prese con una maggioranza qualificata del 75% degli amministratori nonché con il voto favorevole di EGP Geronimo. Inoltre, è previsto (i) un diritto di *cd. tag-along* che attribuisce agli altri soci il diritto di cedere una quota della propria partecipazione, nella stessa proporzione rispetto a quella posta in vendita da EGP Geronimo e alle medesime condizioni da quest'ultima pattuite e (ii) un diritto di *cd. drag-along* che attribuisce il diritto a EGP Geronimo di negoziare la vendita non solo della propria partecipazione, ma anche di quella degli altri soci, i quali, per contro, si obbligano a cedere le proprie partecipazioni al terzo con il quale EGP Geronimo abbia raggiunto l'accordo, alle medesime condizioni contrattuali e al medesimo prezzo *pro quota*. Sia il diritto di *tag along* che quello di *drag along* possono essere esercitati solo laddove, a seguito della vendita, la partecipazione detenuta da EGP Geronimo scenda al di sotto del 50%. A seguito della conversione delle azioni privilegiate in azioni ordinarie, EGP Geronimo avrà altresì il diritto di prelazione, in proporzione alle proprie azioni, rispetto alle azioni poste in vendite dagli altri soci. Inoltre, a seguito della conversione delle azioni privilegiate in azioni ordinarie e a partire dal quarto anno successivo al *closing* dell'acquisto della partecipazione, EGP Geronimo ha il diritto di acquistare le quote di partecipazione degli altri soci.

Le azioni privilegiate potranno essere convertite da EGP Geronimo in azioni ordinarie a partire dal 6 novembre 2012, o al verificarsi di taluni eventi rilevanti indicati dal contratto, tra i quali la vendita di Geronimo Wind Energy, la cessione della totalità dei suoi *assets* o di una quota significativa degli stessi. In alternativa, al verificarsi dei suddetti eventi, EGP Geronimo potrà esercitare il diritto di riscatto delle azioni privilegiate. Inoltre, qualora, entro gennaio 2011, non siano raggiunti determinati obiettivi minimi di sviluppo, il prezzo di conversione delle azioni privilegiate sarà modificato e potrà comportare un incremento nel numero di azioni ordinarie attribuite a EGP Geronimo in sede di conversione.

Infine, il contratto prevede il diritto di prelazione di EGP Geronimo per l'acquisizione dei progetti sviluppati, a fronte della corresponsione a Geronimo Wind Energy di una *success fee* di USD 60.000/MW realizzato (Euro 40.371/MW al tasso di cambio in vigore il 6 novembre 2009), oltre al rimborso delle spese di sviluppo e a ulteriori pagamenti effettuabili al raggiungimento di un ritorno minimo per Enel North America durante la vita utile del progetto.

22.4 Acquisizione di Padoma Wind Power

In data 21 gennaio 2010, Enel North America ha stipulato un accordo per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Padoma Wind Power dall'unico socio NRG Energy (società che detiene e gestisce uno dei maggiori e più diversificati portafogli per la generazione di energia negli Stati Uniti d'America). Padoma Wind Power, società californiana specializzata nello sviluppo dell'eolico, è stata acquistata a fronte di un corrispettivo, determinato in base al metodo del *discounted cash flow*, pari alla somma di: (i) USD 35 milioni versati (Euro 24,9 milioni al tasso di cambio in vigore il 21 gennaio 2010) al *closing* (avvenuto in data 11 gennaio 2010) oltre al rimborso di alcune spese sostenute da NRG pari a USD 0,95 milioni (Euro 0,68 milioni al tasso di cambio in vigore il 21 gennaio 2010); (ii) ulteriori importi fino ad un massimo di USD 30 milioni (Euro 21,3 milioni al tasso di cambio in vigore il 21 gennaio 2010) a titolo di *success fee*, che verranno riconosciuti al raggiungimento (nel corso dei successivi 5 anni) di specifici obiettivi previsti nel contratto (quali, tra l'altro, l'ottenimento della titolarità dei terreni e dei permessi necessari) e relativi a progetti in sviluppo per una capacità complessiva di 800 MW.

Una porzione della *success fee*, pari a USD 4,4 milioni (Euro 3,1 milioni al tasso di cambio in vigore il 21 gennaio 2010), verrà trattenuta e destinata ai *key manager* di Padoma (sulla base degli impegni assunti dal venditore nei confronti degli stessi).

Peraltro, a discrezione di Enel North America, l'importo massimo residuo della *success fee* (sottratti gli USD 4,4 milioni destinati ai *key manager* di Padoma), pari a USD 25,6 milioni (Euro 18,2 milioni al tasso di cambio in vigore il 21 gennaio 2010) da versare a NRG Energy potrà essere ridotto qualora Enel North America eserciti un'opzione per il pagamento anticipato di tale importo. In particolare, tale riduzione dell'importo è concessa solo se il pagamento suddetto venga attuato nel periodo compreso tra i 12 ed i 18 mesi dalla chiusura dell'accordo (*early buy-out*). In tal caso l'importo del pagamento da destinare a NRG Energy si ridurrebbe da 25,6 (Euro 18,2 milioni al tasso di cambio in vigore il 21 gennaio 2010) a 15 milioni di USD (Euro 10,7 milioni al tasso di cambio in vigore il 21 gennaio 2010), cui detrarre i pagamenti già effettuati nei confronti della stessa NRG Energy per gli obiettivi già raggiunti, mentre l'importo di 4,4 milioni di USD (Euro 3,1 milioni al tasso di cambio in vigore il 21 gennaio 2010) da destinare ai *key manager* rimarrebbe comunque legato al raggiungimento dei medesimi obiettivi.

22.5 Accordi relativi allo sviluppo del progetto idroelettrico di Palo Viejo in Guatemala

In data 3 dicembre 2007, Enel Guatemala S.A. ha stipulato un Joint Development Agreement con Agricola Cafetalera Palo Viejo, S. A. e Empresa Agricola San Francisco Cotzal S.A., soggetti titolari dei terreni, del progetto e dei permessi iniziali per lo sviluppo di un progetto idroelettrico *greenfield* da 84 MW sul fiume Cotzal, nella Municipalità di San Juan Quetzal in Guatemala, che si prevede possa entrare in esercizio nella seconda metà del 2011.

L'accordo garantiva ad Enel Guatemala un periodo di esclusiva per terminare le attività di *due diligence* sul progetto e l'esecuzione delle attività di ingegneria rivolte all'ottimizzazione dello stesso, al termine del quale Enel Guatemala avrebbe avuto l'opzione, ma non l'obbligo, di acquistare il progetto. Il 3 giugno 2008, sulla base dei risultati della *due diligence* e dell'ottimizzazione del progetto, Enel ha firmato un accordo integrativo per la definizione dei pagamenti, in parte anticipati e in parte sotto forma di *royalties* sul valore della generazione e dei dettagli commerciali circa l'uso dei terreni interessati al progetto.

Il 15 ottobre 2008 Enel Guatemala ha notificato alle controparti la decisione di procedere con la costruzione del progetto, tale comunicazione ha comportato, da una parte, il trasferimento dei diritti e permessi del progetto a Renovables de Guatemala, una società veicolo appositamente costituita interamente controllata da Enel Guatemala, e, dall'altra, il pagamento di alcune somme a titolo di acquisto del progetto.

L'investimento complessivo del Gruppo nel progetto, comprensivo dei costi di acquisto del progetto (pari a circa Euro 4,44 milioni) e del costo di realizzazione dell'opera, è pari a Euro 185 milioni, di cui circa Euro 111 milioni corrisposti al 31 luglio 2010. Le *royalties* sono pari all'8,5% dei ricavi lordi (esclusi i certificati verdi) e saranno corrisposte a far data dall'entrata in esercizio dell'impianto.

Ai fini della realizzazione del progetto, il Gruppo ha stipulato i seguenti ulteriori contratti:

- (i) in data 15 gennaio 2009, un *Engineering Procurement and Construction Contract* con Solel Boneh Guatemala, società del gruppo israeliano Housing and Construction Holding, uno dei maggiori operatori mondiali nel settore delle costruzioni ed infrastrutture, del valore di circa USD 200 milioni avente ad oggetto la fornitura di materiale elettromeccanico e la realizzazione di tutte le opere civili della centrale idroelettrica;
- (ii) in data 5 settembre 2008, un *Engineering Service Agreement* con Hatch Ltd., multinazionale attiva nel campo della consulenza ingegneristica e di costruzione, con sede in oltre 65 Paesi, del valore di USD 3,7 milioni avente ad oggetto la progettazione concettuale (durante la fase di fattibilità tecnica) e di dettaglio (durante la fase di costruzione);
- (iii) in data 17 novembre 2008, un ulteriore contratto con Solel Boneh Guatemala del valore di circa USD 2,7 milioni per la costruzione di una strada che aggiri il villaggio di Cotzal per il passaggio dei macchinari necessari alla realizzazione dell'impianto.

In data 20 novembre 2009 è stato firmato il contratto tra Enel Green Power e Simest (società finanziaria di sviluppo e promozione delle imprese italiane all'estero), finalizzato al finanziamento per il progetto Palo Viejo, tramite la partecipazione al capitale sociale della società Renovables de Guatemala S.A., inizialmente interamente controllata dal Gruppo attraverso le società Enel Latin America B.V. (99,999%) ed Enel Guatemala S.A. (0,001%). Il contratto prevedeva la partecipazione diretta di Enel Green Power all'aumento di capitale della società per un importo di Euro 44 milioni acquisendo il 51% del capitale sociale, mentre Simest (in proprio e tramite il Fondo di Venture Capital previsto dalla Legge 27 dicembre 2006, n. 296) avrebbe acquistato una quota complessiva dell'8,8% del capitale sociale per un importo pari a Euro 7,6 milioni.

Con successivo contratto del 27 maggio 2010, Enel Green Power, Enel Latin America B.V. e Simest hanno contribuito all'ulteriore finanziamento del progetto Palo Viejo sottoscrivendo quote di un aumento di capitale complessivamente pari a circa Euro 86,5 milioni. In particolare, Enel Green Power ha sottoscritto una quota pari a circa complessivi Euro 44 milioni, Enel Latin America B.V. circa Euro 40 milioni e Simest Euro 2,5 milioni.

Ad esito del secondo aumento di capitale, Enel Green Power detiene il 51% del capitale di Renovables de Guatemala S.A., Enel Latin America B.V. detiene il 43% e Simest (in proprio e tramite il Fondo di Venture Capital) detiene il 6%.

Enel Green Power si obbliga ad acquistare dalla Simest l'intera quota di partecipazione azionaria di quest'ultima in Renovables de Guatemala alla data del 30 giugno 2017 (l'esercizio del diritto di tale opzione, riconosciuto reciprocamente a titolo gratuito, potrà effettuarsi a far data dal 30 giugno 2015). L'acquisto, da parte di Enel Green Power, della quota detenuta dalla Simest avverrà al valore più alto tra (i) il costo sostenuto dalla Simest per l'acquisizione della partecipazione in Renovables de Guatemala, (ii) l'importo corrispondente al valore corrente di tale partecipazione azionaria al momento in cui sorga l'obbligo di trasferimento della partecipazione (determinato in base al bilancio di Renovables de Guatemala al 31 dicembre 2016, ovvero sulla base di una situazione patrimoniale appositamente redatta, predisposti in conformità ai principi contabili internazionali IAS) e (iii) qualora Renovables de Guatemala sia quotata, la media delle chiusure giornaliere dei prezzi ufficiali del titolo registrato nel trimestre precedente la data dell'obbligo di trasferimento, moltiplicato per il numero di azioni di Renovables de Guatemala di cui Simest sia titolare al medesimo momento. In ogni caso, l'eventuale maggior valore, determinato ai sensi dei precedenti punti da (i) a (iii) che Enel Green Power dovrà corrispondere a Simest per il riacquisto della partecipazione di quest'ultima, non potrà superare dell'8% il costo sostenuto da Simest per l'acquisto delle azioni medesime.

Ai fini di assicurare l'interconnessione dell'impianto in corso di realizzazione di Palo Viejo con la rete nazionale, il Gruppo si è inoltre aggiudicato il diritto a realizzare una porzione del sistema di trasmissione guatemalteco, con remunerazione *RAB (Return on Asset Base)*: la realizzazione di una linea a doppia terna a 230 kV di circa 35 km nelle municipalità di Uspatan e Chixoy e relative sottostazioni. L'investimento previsto per la realizzazione del progetto è pari a USD 26,6 milioni.

22.6 Accordo con Gas Natural per lo scioglimento della *joint venture* Eufér

In data 30 luglio 2010, Enel Green Power España ha stipulato un accordo con Gas Natural SDG, S.A. per la suddivisione degli *asset* di Eufér, la *joint-venture* paritetica tra Enel Green Power España e Gas Natural, al fine di consentire a ciascuna delle parti di perseguire in maniera più efficace la propria strategia sul mercato iberico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In base all'accordo, una volta che le condizioni sospensive dallo stesso previste si siano verificate, gli *asset* di Eufér saranno suddivisi in due gruppi determinati da banche d'affari nominate dai due soci, ben bilanciati, tra l'altro, in termini di valore, EBITDA, capacità e rischio e *mix* di tecnologie, uno dei quali sarà assegnato a Gas Natural, mentre Enel Green Power España manterrà l'altro gruppo, rimanendo unico socio di Eufér. In particolare, ciascuna società riceverà circa 550 MW di capacità installata, sia operativa che in costruzione (principalmente riconducibile a fonte eolica, *mini-hydro* e cogenerazione) ed una *pipeline* di progetti nelle fonti di produzione eolica, solare termodinamica e biomasse per circa 2.000 MW. Il debito netto di Eufér sarà equamente suddiviso tra Enel Green Power España e Gas Natural.

L'accordo era sottoposto ad alcune condizioni sospensive il cui verificarsi era previsto entro la fine dell'anno, tra le quali, alla Data del Prospetto, residua l'approvazione da parte delle competenti autorità regolatoria ed *anti-trust*. Le condizioni si considereranno non avverate qualora non siano soddisfatte entro il 31 gennaio 2011.

Qualora il perfezionamento dell'operazione dovesse verificarsi nel corso del Periodo di Offerta, l'Emittente lo renderà noto mediante la pubblicazione di un apposito comunicato stampa.

22.7 Accordi per l'acquisto di impianti idroelettrici ed eolici in Grecia

In data 16 marzo 2010, Endesa Desarrollo S.L. (società interamente controllata da Endesa S.A., a sua volta indirettamente partecipata da Enel, che ne detiene il 92,06%), ha stipulato un contratto di compravendita della propria partecipazione nella società Endesa Hellas Power Generation and Supplies S.A. ("**Endesa Hellas**"), pari al 50,01%, con Mytilineos Holdings S.A., già titolare del restante 49,99% di Endesa Hellas. Nell'ambito di tale accordo, Endesa Desarrollo S.L. ha designato Enel Green Power Hellas ("**Enel Green Power Hellas**"), società interamente controllata da Enel Green Power International B.V., a sua volta interamente controllata da Enel Green Power), che ha accettato, quale acquirente di alcune società greche titolari di impianti eolici ed idroelettrici. In particolare:

- (i) in data 1 luglio 2010, Enel Green Power Hellas ha acquisito da Delta Energiaki S.A. ("**Delta Energiaki**"), società controllata da Endesa Hellas) la società Argyri Energiaki S.A., titolare di un impianto idroelettrico situato nella municipalità di Argyri – Karditsa, con capacità autorizzata pari a 7 MW, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 4,4 milioni, ai quali debbono essere aggiunti Euro 3 milioni, corrispondenti all'investimento stimato necessario per il completamento della rete di interconnessione dell'impianto al fine di consentirne l'entrata in esercizio;
- (ii) in data 1 luglio 2010, Enel Green Power Hellas ha acquisito da parte di Delta Energiaki la società Aioliki Martinou S.A., titolare di un parco eolico già in servizio situato nella municipalità di Opountion – Prefettura di Fthiotida, con capacità autorizzata pari a 6 MW, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 9,5 milioni;
- (iii) in data 1 luglio 2010, Enel Green Power Hellas ha acquisito da Delta Energiaki (titolare di una partecipazione pari al 49% del capitale) e da Endesa Hellas (titolare del restante 51% del capitale), la società SHP Pougakia S.A., titolare di un impianto *mini-hydro* già in servizio situato nella municipalità di Sperxiada Lamias, con capacità installata pari a 1 MW, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 1,04 milioni;
- (iv) in data 30 luglio 2010, Enel Green Power Hellas ha acquisito da Delta Energiaki (titolare di una partecipazione pari al 54% del capitale) e da Endesa Hellas (titolare del restante 46% del capitale), la società SHP Kastaniotiko S.A., titolare di un impianto *mini-hydro* già in servizio situato nella municipalità di Kastania – Prefettura di Trikala, con capacità massima pari a 2 MW, a fronte di un corrispettivo pari a circa Euro 1,94 milioni.

Il valore dell'operazione per l'acquisto delle suddette società è stato determinato in base al metodo del *discounted cash flow*.

22.8 Accordi quadro per l'acquisto di turbine eoliche

In data 15 luglio 2010, Enel Green Power ha sottoscritto rispettivamente con Siemens Wind Power A/S (“**Siemens**”) e Vestas Italia S.r.l. (“**Vestas**”) due accordi quadro per la fornitura di turbine eoliche che potranno coprire il 60% del piano strategico degli investimenti di Enel Green Power per il settore eolico nel periodo 2011- 2014.

Il primo accordo quadro con Siemens, ha ad oggetto la fornitura, il trasporto, l’installazione e la manutenzione da parte di Siemens in favore di Enel Green Power, 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 di incrementare tale potenza di ulteriori 600 MW nello stesso periodo di validità.

Il secondo accordo quadro con Vestas ha ad oggetto la fornitura, il trasporto, l’installazione e la manutenzione da parte di Vestas in favore di Enel Green Power, 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.

Entrambi i contratti hanno durata sino al 31 dicembre 2014.

CAPITOLO XXIII – INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI

23.1 Relazioni di esperti

Fermo restando le fonti di mercato indicate nel Capitolo VI della presente Sezione Prima, nel Prospetto non vi sono pareri o relazioni attribuite ad esperti.

23.2 Informazioni provenienti da terzi

Le informazioni provenienti da terzi contenute nel Prospetto sono state riprodotte fedelmente e, per quanto l'Emittente sappia o sia in grado di accertare sulla base delle informazioni pubblicate dai terzi in questione, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere le informazioni riprodotte inesatte o ingannevoli. Se del caso, le fonti delle informazioni sono riportate in nota alle parti rilevanti del Prospetto.

CAPITOLO XXIV – DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Per la durata di validità del Prospetto, le copie dei seguenti documenti possono essere consultate presso la sede dell'Emittente in orari d'ufficio e durante i giorni lavorativi (Roma, Viale Regina Margherita n. 125) e presso la sede legale di Borsa Italiana (Milano, P.zza degli Affari n. 6) nonché sul sito Internet www.enelgreenpower.com:

- (a) Atto costitutivo e statuto di Enel Green Power S.p.A.;
- (b) Regolamento dei lavori assembleari adottato dall'assemblea di Enel Green Power in data 10 giugno 2010;
- (c) Bilancio consolidato semestrale abbreviato di Enel Green Power al 30 giugno 2010 corredato dalla relazione della società di revisione;
- (d) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione;
- (e) Conto economico consolidato pro-forma del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 corredato dalla relazione della Società di Revisione;
- (f) Bilancio d'esercizio e aggregato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, corredati dalla relazione della Società di Revisione.

* * *

CAPITOLO XXV – INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI

Per le informazioni di cui al presente Capitolo, cfr. Sezione Prima, Capitolo VII, Paragrafo 7.2, del Prospetto.

SEZIONE SECONDA

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI

1.1 Responsabili del Prospetto Informativo

Cfr: Sezione Prima, Capitolo I, Paragrafo 1.1 del Prospetto.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

Cfr: Sezione Prima, Capitolo I, Paragrafo 1.2 del Prospetto.

CAPITOLO II – FATTORI DI RISCHIO

Cfr: Sezione Prima, Capitolo IV, Fattori di Rischio, del Prospetto.

CAPITOLO III – INFORMAZIONI FONDAMENTALI

3.1 Dichiarazione relativa al capitale circolante

L’Emittente ritiene che a livello di Gruppo il capitale circolante consolidato di cui dispone sia sufficiente per le attuali esigenze del Gruppo, intendendosi per tali quelli relativi ai dodici mesi successivi alla Data del Prospetto.

Per ulteriori informazioni sulle risorse finanziarie del Gruppo, si veda Sezione Prima, Capitolo X, del Prospetto Informativo.

3.2 Fondi propri e indebitamento

Nella seguente tabella è riportata l’analisi della composizione dei fondi propri e dell’indebitamento del Gruppo al 31 agosto 2010.

<i>(Milioni di Euro)</i>	Al 31 agosto 2010
Indebitamento finanziario non corrente (A)	1.496
Totale Indebitamento finanziario corrente (B)	2.236
Fondi propri	
Capitale sociale	1.000
Altre riserve diverse (*)	5.123
Totale Fondi propri (C)	6.123
Totale Fondi propri e Indebitamento finanziario (A+B+C)	9.855

(*) Tale voce non include gli utili complessivi maturati successivamente al 31 dicembre 2009.

3.3 Interessi delle persone fisiche e giuridiche partecipanti all’Offerta Globale di Vendita

L’Emittente non è a conoscenza di interessi significativi da parte di persone fisiche o giuridiche in merito all’Offerta.

3.4 Motivazioni dell’Offerta e impiego dei proventi

Enel intende proseguire la propria strategia incentrata sulla valorizzazione e lo sviluppo su scala mondiale delle attività del Gruppo nel settore delle energie rinnovabili. A tal fine Enel ha proceduto alla riorganizzazione delle attività rinnovabili detenute dal Gruppo nella Penisola Iberica, facendole conferire tutte nella società Enel Green Power España partecipata, a seguito di tale riorganizzazione, al 60% da Enel Green Power ed al 40% da Endesa Generación S.A..

La quotazione in borsa assicurerà a Enel Green Power la piena visibilità sul mercato nazionale e internazionale.

La cessione di una quota di minoranza del capitale della Società da parte di Enel è volta al perseguimento dell’obiettivo prioritario di stabilità finanziaria del Gruppo Enel rientrando nel più ampio piano di

dismissioni presentato al mercato nel marzo del 2010, i cui proventi complessivi saranno utilizzati da Enel per la riduzione dell'attuale livello di indebitamento.

CAPITOLO IV – INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE/DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE

4.1 Descrizione delle Azioni

Le Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita sono rappresentate da massime n. 1.415.000.000 azioni ordinarie della Società, con valore nominale pari a Euro 0,20.

Nell'ambito dell'Offerta Globale di Vendita, sono oggetto dell'Offerta Pubblica in Italia un minimo di 176.875.000 Azioni, pari al 12,5% delle Azioni offerte nell'ambito dell'Offerta Globale di Vendita.

Ad esito dell'Offerta Globale di Vendita, la percentuale del capitale sociale rappresentata dalle Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita sarà pari al 28,3%.

È inoltre prevista la concessione, da parte di ENEL S.p.A. ai Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, di un'opzione per l'acquisto, al Prezzo d'Offerta, (l'“**Opzione Greenshoe**”) di massime n. 210.000.000 Azioni, corrispondenti ad una quota pari a circa il 15% del numero di Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita, da allocare presso i destinatari dell'Offerta Istituzionale, in caso di *Over Allotment* (Cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.2.5).

Ad esito dell'Offerta Globale di Vendita, in caso di integrale esercizio dell'Opzione *Greenshoe*, la percentuale del capitale sociale rappresentata dalle Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita e dell'Opzione *Greenshoe* sarà pari al 32,5%.

Il codice ISIN delle Azioni è IT0004618465.

4.2 Legislazione in base alla quale le Azioni sono state emesse

Le Azioni sono state emesse sulla base della legge italiana.

4.3 Caratteristiche delle Azioni

Le azioni ordinarie della Società sono nominative e dematerializzate.

Le Azioni saranno immesse nel sistema di gestione accentrata gestito da Monte Titoli S.p.A. per gli strumenti finanziari in regime di dematerializzazione. Monte Titoli ha sede in Milano, Via Andrea Mantegna 6.

Alle Azioni non è applicabile il regime di cui all'art. 22, primo comma, del Real Decreto 116/1992, del 14 febbraio, relativo alle azioni dematerializzate e alla liquidazione e compensazione di transazioni effettuate nei mercati regolamentati.

4.4 Valuta delle Azioni

Le azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita sono denominate in Euro.

4.5 Descrizione dei diritti connessi alle Azioni

Tutte le azioni ordinarie della Società, incluse le Azioni, hanno le stesse caratteristiche e attribuiscono i medesimi diritti. Le Azioni avranno godimento regolare. Alla Data del Prospetto non esistono categorie di

azioni diverse da quelle ordinarie. Ai sensi dell'art. 26 dello Statuto che entrerà in vigore a seguito dell'inizio delle negoziazioni delle Azioni sul MTA, i dividendi non riscossi entro il quinquennio dal giorno in cui siano diventati esigibili si prescrivono a favore dell'Emittente con diretta loro appostazione a riserva.

Ciascuna azione ordinaria della Società attribuisce il diritto a un voto in tutte le assemblee ordinarie e straordinarie della Società, nonché gli altri diritti amministrativi previsti dalle applicabili disposizioni di legge e dello Statuto (cfr. Sezione I, Capitolo XXI, Paragrafo 21.2.3 del Prospetto).

Gli azionisti che depositeranno le proprie azioni presso intermediari aderenti a Iberclear, riceveranno i dividendi mediante bonifico effettuato presso i conti correnti di cui siano titolari presso tali intermediari, in base all'art. 25 del Real Decreto 116/1992, del 14 febbraio, e all'accordo stipulato tra Monte Titoli ed Iberclear in data 4 agosto 1999.

4.6 Delibere, autorizzazioni e approvazioni in virtù delle quali le Azioni sono state o saranno emesse

Le Azioni sono poste in vendita dall'Azionista Venditore. L'Offerta Globale di Vendita non prevede pertanto l'emissione di nuove azioni ordinarie da parte della Società.

4.7 Data di emissione e di messa a disposizione delle Azioni

Contestualmente al pagamento del prezzo, le Azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica verranno messe a disposizione degli aventi diritto, in forma dematerializzata, mediante contabilizzazione sui conti di deposito intrattenuti dai Collocatori presso Monte Titoli.

4.8 Limitazioni alla libera circolazione delle Azioni

Non sussistono limitazioni alla libera trasferibilità delle Azioni.

4.9 Indicazione dell'esistenza di eventuali norme in materia di obbligo di offerta al pubblico di acquisto e/o di offerta di acquisto residuali in relazione alle Azioni

Alle Azioni sono applicabili le norme in materia di offerta pubblica di acquisto previste dal Testo Unico e dai relativi regolamenti attuativi.

4.10 Offerte pubbliche di acquisto effettuate sulle Azioni dell'Emittente nel corso dell'ultimo esercizio e nell'esercizio in corso

Le Azioni non sono mai state oggetto di alcuna offerta pubblica di acquisto o di scambio, né la Società ha mai assunto la qualità di offerente nell'ambito di tali operazioni.

4.11 Regime fiscale

4.11.1 Regime fiscale applicabile in Italia

Le informazioni riportate qui di seguito sintetizzano il regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle azioni dell'Emittente ai sensi della vigente legislazione tributaria italiana e relativamente a specifiche categorie di investitori.

Quanto segue non intende essere un'esauriente analisi delle conseguenze fiscali connesse all'acquisto, alla detenzione e alla cessione di azioni.

Il regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di azioni, qui di seguito riportato, si basa sulla legislazione vigente e sulla prassi esistente alla Data del Prospetto, fermo restando che le stesse rimangono soggette a possibili cambiamenti anche con effetti retroattivi, e rappresenta pertanto una mera introduzione alla materia.

Gli investitori sono, perciò, tenuti a consultare i loro consulenti in merito al regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di azioni ed a verificare la natura e l'origine delle somme percepite come distribuzioni sulle azioni dell'Emittente (dividendi o riserve).

A) Definizioni

Ai fini del presente Paragrafo 4.11 del Prospetto Informativo, i termini definiti hanno il significato di seguito riportato.

“**Azioni**”": le azioni dell'Emittente oggetto della presente offerta;

“**Cessione di Partecipazioni Qualificate**”": cessione di azioni, diverse dalle azioni di risparmio, diritti o titoli attraverso cui possono essere acquisite azioni, che eccedano, nell'arco di un periodo di dodici mesi, i limiti per la qualifica di Partecipazione Qualificata. Ai fini della verifica dei limiti di qualificazione delle cessioni nel corso dei dodici mesi, rilevano le cessioni effettuate dal momento in cui i titoli ed i diritti posseduti rappresentano una percentuale di diritti di voto o di partecipazione superiore ai limiti predetti. Per i diritti o titoli attraverso cui possono essere acquisite partecipazioni si tiene conto delle percentuali di diritti di voto o di partecipazione al capitale potenzialmente ricollegabili alle partecipazioni;

“**Partecipazioni Non Qualificate**”": le partecipazioni sociali in società quotate sui mercati regolamentati diverse dalle Partecipazioni Qualificate;

“**Partecipazioni Qualificate**”": le partecipazioni sociali in società quotate sui mercati regolamentati costituite dal possesso di partecipazioni (diverse dalle azioni di risparmio), diritti o titoli, attraverso cui possono essere acquisite le predette partecipazioni, che rappresentino complessivamente una percentuale di diritti di voto esercitabili nell'assemblea ordinaria superiore al 2% ovvero una partecipazione al capitale od al patrimonio superiore al 5%.

B) Regime fiscale dei dividendi

I dividendi attribuiti sulle azioni dell'Emittente saranno soggetti al trattamento fiscale ordinariamente applicabile ai dividendi corrisposti da società per azioni fiscalmente residenti in Italia.

Sono previste le seguenti differenti modalità di tassazione relativamente alle diverse categorie di percettori.

(i) Persone fisiche fiscalmente residenti in Italia non esercenti attività di impresa

I dividendi corrisposti a persone fisiche fiscalmente residenti in Italia su azioni, possedute al di fuori dell'esercizio d'impresa e costituenti Partecipazioni Non Qualificate, immesse nel sistema di deposito

accentrato gestito dalla Monte Titoli (quali le azioni dell'Emittente oggetto della presente offerta), sono soggetti ad una imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%, con obbligo di rivalsa, ai sensi dell'art. 27-ter D.P.R. n. 600 del 19 settembre 1973 (il “**DPR 600/1973**”); non sussiste l'obbligo da parte dei percettori di indicare i dividendi incassati nella dichiarazione dei redditi.

Questa imposta sostitutiva è applicata dai soggetti residenti presso i quali i titoli sono depositati, aderenti al sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli, nonché, mediante un rappresentante fiscale nominato in Italia (in particolare, una banca o una SIM residente in Italia, una stabile organizzazione in Italia di banche o di imprese di investimento non residenti, ovvero una società di gestione accentrata di strumenti finanziari autorizzata ai sensi dell'articolo 80 del TUF), dai soggetti (depositari) non residenti che aderiscono al Sistema Monte Titoli o a Sistemi esteri di deposito accentrato aderenti al Sistema Monte Titoli.

A seguito dell'entrata in vigore del D.Lgs. n. 213 del 24 giugno 1998 sulla dematerializzazione dei titoli, questa modalità di tassazione costituisce il regime ordinariamente applicabile alle azioni negoziate in mercati regolamentati italiani, quali le azioni dell'Emittente oggetto della presente offerta.

I dividendi corrisposti a persone fisiche fiscalmente residenti in Italia su azioni, possedute al di fuori dell'esercizio d'impresa e costituenti Partecipazioni Qualificate, non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte o imposta sostitutiva a condizione che gli aventi diritto, all'atto della percezione, dichiarino che gli utili riscossi sono relativi a partecipazioni attinenti a Partecipazioni Qualificate.

Tali dividendi concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile complessivo del socio. Il Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 2 aprile 2008 (il “**D.M. 2 aprile 2008**”) – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge 24 dicembre 2007 n. 244 (la “**Legge Finanziaria 2008**”) – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica ai dividendi formati con utili prodotti dalla società a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007. Resta ferma l'applicazione della precedente percentuale di concorso alla formazione del reddito, pari al 40%, per gli utili prodotti fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2007. Inoltre, a partire dalle delibere di distribuzione successive a quella avente ad oggetto l'utile dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2007, agli effetti della tassazione del percettore, i dividendi distribuiti si considerano prioritariamente formati con utili prodotti dalla società fino a tale data.

(ii) Persone fisiche fiscalmente residenti in Italia esercenti attività di impresa

I dividendi corrisposti a persone fisiche fiscalmente residenti in Italia su azioni relative all'impresa non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte o imposta sostitutiva a condizione che gli aventi diritto, all'atto della percezione, dichiarino che gli utili riscossi sono relativi a partecipazioni attinenti all'attività d'impresa. Tali dividendi concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile complessivo del socio. Il D.M. 2 aprile 2008 – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge Finanziaria 2008 – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica ai dividendi formati con utili prodotti dalla società a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007. Resta ferma l'applicazione della precedente percentuale di concorso alla formazione del reddito, pari al 40%, per gli utili prodotti fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2007. Inoltre, a partire dalle delibere di distribuzione successive a quella avente ad oggetto l'utile dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2007, agli effetti della tassazione del percettore, i dividendi distribuiti si considerano prioritariamente formati con utili prodotti dalla società fino a tale data.

(iii) *Società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917 (di seguito il "TUIR"), società ed enti di cui all'articolo 73, comma primo, lettere a) e b), del TUIR, fiscalmente residenti in Italia*

I dividendi percepiti da società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate (escluse le società semplici) di cui all'articolo 5 del TUIR, da società ed enti di cui all'art. 73, comma primo, lett. a) e b), del TUIR, ovvero da società per azioni e in accomandita per azioni, società a responsabilità limitata, enti pubblici e privati che hanno per oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali (cosiddetti enti commerciali), fiscalmente residenti in Italia non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte in Italia e concorrono alla formazione del reddito imponibile complessivo del percipiente con le seguenti modalità:

- le distribuzioni a favore di soggetti IRPEF (società in nome collettivo, società in accomandita semplice) concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile complessivo del percipiente; il D.M. 2 aprile 2008 – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge Finanziaria 2008 – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica ai dividendi formati con utili prodotti dalla società a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007. Resta ferma l'applicazione della precedente percentuale di concorso alla formazione del reddito, pari al 40%, per gli utili prodotti fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2007. Inoltre, a partire dalle delibere di distribuzione successive a quella avente ad oggetto l'utile dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2007, agli effetti della tassazione del percettore, i dividendi distribuiti si considerano prioritariamente formati con utili prodotti dalla società fino a tale data.
- le distribuzioni a favore di soggetti IRES (società per azioni, società a responsabilità limitata, società in accomandita per azioni ed enti commerciali) concorrono a formare il reddito imponibile complessivo del percipiente limitatamente al 5% del loro ammontare, ovvero per l'intero ammontare se relative a titoli detenuti per la negoziazione da soggetti che applicano i principi contabili internazionali IAS/IFRS.

(iv) *Enti di cui all'articolo 73(1), lett. c) del TUIR, fiscalmente residenti in Italia*

I dividendi percepiti dagli enti di cui all'art. 73, comma primo, lett. c), del TUIR, ovvero dagli enti pubblici e privati fiscalmente residenti in Italia, diversi dalle società, non aventi ad oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali, concorrono a formare il reddito complessivo limitatamente al 5% del loro ammontare.

(v) *Soggetti esenti*

Per le azioni, quali le Azioni emesse dall'Emittente, immesse nel sistema di deposito accentrato gestito da Monte Titoli, i dividendi percepiti da soggetti residenti esenti dall'imposta sul reddito delle società (IRES) sono soggetti ad una imposta sostitutiva con aliquota del 27% applicata dal soggetto (aderente al sistema di deposito accentrato gestito da Monte Titoli) presso il quale le Azioni sono depositate.

(vi) *Fondi pensione italiani ed O.I.C.V.M.*

Gli utili percepiti da (a) fondi pensione italiani di cui al Decreto Legislativo n. 252 del 5 dicembre 2005 (il "**Decreto 252**") e (b) dagli organismi italiani di investimento collettivo in valori mobiliari soggetti alla disciplina di cui all'articolo 8, commi da 1 a 4, del D.Lgs. 461/1997 ("**O.I.C.V.M.**"), non sono soggette a ritenuta alla fonte né ad imposta sostitutiva.

Concorrono alla formazione del risultato complessivo annuo di gestione maturato, soggetto ad imposta sostitutiva con aliquota dell'11%, per i fondi pensione, e con aliquota del 12,50% per gli O.I.C.V.M. Con riferimento a fondi comuni di investimento in valori mobiliari ovvero SICAV residenti con meno di 100

partecipanti – ad eccezione del caso in cui le quote od azioni dei predetti organismi detenute da investitori qualificati, diversi dalle persone fisiche, siano superiori al 50% – l'imposta sostitutiva del 12,50% si applica sulla parte di risultato della gestione diverso da quello riferibile a partecipazioni "qualificate" (che, al contrario, è soggetto ad imposta sostitutiva del 27%). A questi fini si considerano "qualificate" le partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto in società negoziate in mercati regolamentati superiori al 10% (nel computo di questa percentuale si tiene conto dei diritti, rappresentati o meno da titoli, che consentono di acquisire partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto).

(vii) Fondi comuni di investimento immobiliare

Ai sensi del Decreto Legge n. 351 del 25 settembre 2001 (il "**Decreto 351**"), convertito con modificazioni dalla Legge n. 410 del 23 novembre 2001 ed a seguito delle modifiche apportate dall'articolo 41-bis del Decreto Legge n. 269 del 30 settembre 2003 (il "**Decreto 269**"), convertito, con modificazioni, dalla Legge 326 del 24 novembre 2003, i dividendi percepiti dai fondi comuni di investimento immobiliare istituiti ai sensi dell'articolo 37 del TUF ovvero dell'articolo 14-bis della Legge n. 86 del 25 gennaio 1994 (la "**Legge 86**"), nonché dai fondi di investimento immobiliare istituiti anteriormente al 26 settembre 2001, non sono soggetti a ritenuta d'imposta né ad imposta sostitutiva.

Relativamente al regime fiscale applicabile ai fondi comuni di investimento immobiliare, si deve osservare che rilevanti modifiche sono state apportate dall'art. 32 del Decreto Legge n. 78 del 31 maggio 2010 (il "**Decreto 78**"), convertito, con modificazioni, nella Legge n. 122 del 30 luglio 2010 (pubblicata in G.U. n. 176 del 30 luglio 2010).

In particolare, sulla base di quanto rilevato dall'Autorità di vigilanza nel corso dei controlli svolti, l'art. 32 del Decreto 78, reca delle disposizioni finalizzate a contrastare gli utilizzi dei fondi comuni di investimento per finalità diverse dalla raccolta collettiva del risparmio e dall'investimento collettivo nel settore immobiliare.

Tale obiettivo è perseguito attraverso una più precisa definizione di fondo comune di investimento, volta a specificare gli elementi caratterizzanti la funzione economica che il fondo comune dovrebbe avere, quali la pluralità degli investitori, la predeterminata politica di investimento del risparmio collettivo e l'autonomia della Società di Gestione del Risparmio ("**SGR**"), rispetto agli investitori, nella gestione del fondo.

A tal fine, viene previsto che entro 30 giorni dalla entrata in vigore della Legge di conversione (e, dunque, entro il 30 agosto 2010, stante l'entrata in vigore al 31 luglio c.a. della Legge di conversione), il Ministero dell'economia e delle finanze debba emanare le disposizioni attuative necessarie.

Analogamente, viene previsto che nei successivi 30 giorni (dalla data di emanazione delle suddette disposizioni attuative), le SGR che hanno istituito fondi comuni, che al 31 maggio 2010, non sono conformi alla nuova definizione, come modificata dall'art. 32 del Decreto 78, debbano adottare le conseguenti delibere di adeguamento. Alternativamente, tali SGR dovranno, nello stesso termine, deliberare la liquidazione dei fondi dalle stesse gestiti, non aventi i requisiti sopra indicati.

Nel caso in cui le SGR intendano adottare le delibere necessarie per l'adeguamento dei fondi da esse gestiti alla nuova definizione, dovranno versare un'imposta sostitutiva pari al 5%, da applicare sul valore netto del fondo, come risultante dal prospetto redatto al 31 dicembre 2009.

Diversamente, nel caso in cui tali SGR intendano liquidare i fondi da esse gestiti non conformi alla nuova definizione, dovranno applicare, sullo stesso valore netto, un'imposta sostitutiva pari al 7%.

Tali imposte sostitutive dovranno essere versate dalla SGR nei termini del 31 marzo 2011, 2012 e 2013, per un importo pari, rispettivamente, al 40%, 30% e 30%.

Inoltre, secondo le modifiche recate dalla Legge di conversione, si prevede che la liquidazione non possa protrarsi per più di cinque anni e che, sui risultati di gestione prodotti a decorrere dal 1° gennaio 2010, la SGR applichi un'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi e dell'IRAP, pari al 7%, da versare entro il 16 febbraio dell'anno successivo.

In conseguenza dell'applicazione di tali imposte sostitutive, si prevede, inoltre, che, al fine di evitare doppie imposizioni, non si applichi la ritenuta del 20%, prevista dall'art. 7 del Decreto 351, sui proventi percepiti dai sottoscrittori, fino a concorrenza dell'ammontare assoggettato ad imposta sostitutiva del 5% ovvero del 7%, sopra indicate. Del pari, il costo di sottoscrizione o di acquisto rilevante per il sottoscrittore in caso di negoziazione della quota detenuta in un fondo comune, è riconosciuto fino a concorrenza dei valori che hanno concorso alla formazione della base imponibile per l'applicazione dell'imposta sostitutiva.

Le norme sopra descritte, come detto, sono tese a contrastare l'utilizzo dei fondi comuni quali veicoli, detenuti da una ristretta compagine di investitori che intendano beneficiare del più mite regime impositivo accordato ai fondi stessi in luogo dell'ordinario regime fiscale applicabile alle persone fisiche sugli immobili dalle stesse detenuti.

Conseguentemente, in considerazione di tale obiettivo e di tali modifiche, l'art. 32 del Decreto 78, abroga le disposizioni che fino ad oggi perseguivano, in altri modi, gli analoghi obiettivi, e che erano contenute nei commi da 17 a 20, dell'art. 82 del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (il "Decreto 112"), convertito, con modificazioni, dalla Legge 6 agosto 2008, n. 133.

Rimane, invece, in vigore, la modifica recata, all'art. 7 del Decreto 351, dal comma 21, dell'art. 82 del Decreto 112, ai sensi del quale i proventi derivanti dalla partecipazione ai fondi immobiliari sono assoggettati in capo ai percipienti ad una ritenuta del 20%, applicata a titolo di acconto o d'imposta (a seconda della natura giuridica del percipiente).

Per quanto, inoltre, attiene al regime di tassazione dei proventi derivanti dalla partecipazione ai fondi immobiliari, percepiti da soggetti non residenti, si deve osservare che, il Decreto 78, ha introdotto alcune modifiche.

Per i proventi corrisposti dopo il 31 maggio 2010 e maturati dopo il 31 dicembre 2009, infatti, è stato abrogato il regime di esclusione da ritenuta, previsto dal comma 3 dell'art. 7 del Decreto Legge n. 351 del 2001, per i proventi percepiti dai soggetti, beneficiari effettivi, fiscalmente residenti in Stati esteri che garantiscono un adeguato scambio di informazioni con l'amministrazione finanziaria italiana; tale regime di esclusione da ritenuta, tuttavia, continua ad applicarsi limitatamente ai proventi percepiti, dagli stessi soggetti, a decorrere dal 31 maggio 2010 ma maturati prima del 31 dicembre 2009; inoltre è previsto che tale regime di non assoggettamento a ritenuta si applichi comunque sui proventi percepiti da fondi pensione ed organismi di investimento collettivo del risparmio esteri, istituiti in Stati o territori inclusi nella "white-list" di cui all'art. 168-bis del TUIR.

Infine, è stata normativamente disciplinata l'applicabilità della ritenuta prevista dalla Convenzione contro le doppie imposizioni eventualmente stipulata tra l'Italia ed il Paese estero di residenza del sottoscrittore delle quote del fondo comune di investimento immobiliare.

(viii) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia che detengono le Azioni per il tramite di una stabile organizzazione nel territorio dello Stato

Le distribuzioni di utili percepite da soggetti non residenti in Italia che detengono la partecipazione attraverso una stabile organizzazione in Italia, non sono soggette ad alcuna ritenuta in Italia né ad imposta sostitutiva e concorrono a formare il reddito complessivo della stabile organizzazione nella misura del 5% del loro ammontare, ovvero per l'intero ammontare se relative a titoli detenuti per la negoziazione da soggetti che applicano i principi contabili internazionali IAS/IFRS.

Qualora le distribuzioni siano riconducibili ad una partecipazione non connessa ad una stabile organizzazione in Italia del soggetto percettore non residente, si faccia riferimento a quanto esposto al paragrafo che segue.

(ix) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia che non detengono le Azioni per il tramite di una stabile organizzazione nel territorio dello Stato

I dividendi, derivanti da azioni o titoli simili immessi nel sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli (quali le azioni dell'Emittente oggetto della presente offerta), percepiti da soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione nel territorio dello Stato cui la partecipazione sia riferibile, sono in linea di principio soggetti ad una imposta sostitutiva del 27%, ridotta al 12,50% per gli utili pagati su azioni di risparmio, ai sensi dell'art. 27-ter DPR 600/1973.

Tale imposta sostitutiva è applicata dai soggetti residenti presso i quali i titoli sono depositati, aderenti al sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli, nonché, mediante un rappresentante fiscale nominato in Italia (in particolare, una banca o una SIM residente in Italia, una stabile organizzazione in Italia di banche o di imprese di investimento non residenti, ovvero una società di gestione accentrata di strumenti finanziari autorizzata ai sensi dell'articolo 80 del TUF), dai soggetti non residenti che aderiscono al Sistema Monte Titoli o a Sistemi esteri di deposito accentrato aderenti al Sistema Monte Titoli.

Gli azionisti fiscalmente non residenti in Italia, diversi dagli azionisti di risparmio, hanno diritto, a fronte di istanza di rimborso da presentare secondo le condizioni e nei termini di legge, al rimborso fino a concorrenza dei 4/9 della imposta sostitutiva subita in Italia ai sensi dell'art. 27-ter, dell'imposta che dimostrino di aver pagato all'estero in via definitiva sugli stessi utili, previa esibizione alle competenti autorità fiscali italiane della relativa certificazione dell'ufficio fiscale dello Stato estero.

Alternativamente al suddetto rimborso, i soggetti residenti in Stati con i quali siano in vigore convenzioni per evitare la doppia imposizione possono chiedere l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura (ridotta) prevista dalla convenzione di volta in volta applicabile. A tal fine i soggetti presso cui le azioni sono depositate, aderenti al sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli, debbono acquisire:

- una dichiarazione del soggetto non residente effettivo beneficiario degli utili, dalla quale risultino i dati identificativi del soggetto medesimo, la sussistenza di tutte le condizioni alle quali è subordinata l'applicazione del regime convenzionale e gli eventuali elementi necessari a determinare la misura dell'aliquota applicabile ai sensi della convenzione;
- un'attestazione dell'autorità fiscale competente dello Stato ove l'effettivo beneficiario degli utili ha la residenza, dalla quale risulti la residenza nello Stato medesimo ai sensi della convenzione. Questa attestazione produce effetti fino al 31 marzo dell'anno successivo a quello di presentazione.

L'Amministrazione finanziaria italiana ha peraltro concordato con le amministrazioni finanziarie di alcuni Stati esteri un'apposita modulistica volta a garantire un più efficiente e agevole rimborso o esonero totale o parziale del prelievo alla fonte applicabile in Italia. Se la documentazione non è presentata al soggetto depositario precedentemente alla messa in pagamento dei dividendi, l'imposta sostitutiva è applicata con aliquota del 27%. In tal caso, il beneficiario effettivo dei dividendi può comunque richiedere all'Amministrazione finanziaria il rimborso della differenza tra la ritenuta applicata e quella applicabile ai sensi della convenzione tramite apposita istanza di rimborso, corredata dalla documentazione di cui sopra, da presentare secondo le condizioni e nei termini di legge.

Nel caso in cui i soggetti percettori siano (i) fiscalmente residenti in uno degli Stati membri dell'Unione Europea ovvero in uno degli Stati aderenti all'Accordo sullo Spazio Economico Europeo ed inclusi nella lista da predisporre con apposito Decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze ai sensi dell'articolo 168-bis del TUIR ed (ii) ivi soggetti ad un'imposta sul reddito delle società, i dividendi sono soggetti ad una imposta sostitutiva pari all'1,375% del relativo ammontare. Fino all'emanazione del suddetto Decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze, gli Stati aderenti all'Accordo sullo Spazio Economico Europeo che rilevano ai fini dell'applicazione dell'imposta nella citata misura dell'1,375% sono quelli inclusi nella lista di cui al Decreto del Ministero delle Finanze del 4 settembre 1996 e successive modifiche. Ai sensi dell'articolo 1, comma 68 della Legge Finanziaria 2008, l'imposta sostitutiva dell'1,375% si applica ai soli dividendi derivanti da utili formati a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007.

Ai sensi dell'art. 27-bis del DPR 600/1973, approvato in attuazione della Direttiva n. 435/90/CEE del 23 luglio 1990, nel caso in cui i dividendi siano percepiti da una società (a) che riveste una delle forme previste nell'allegato alla stessa Direttiva n. 435/90/CEE, (b) che è fiscalmente residente in uno Stato membro dell'Unione Europea, (c) che è soggetta, nello Stato di residenza, senza possibilità di fruire di regimi di opzione o di esonero che non siano territorialmente o temporalmente limitati, ad una delle imposte indicate nell'allegato alla predetta Direttiva e (d) che detiene una partecipazione diretta nell'Emittente non inferiore al 10 per cento del capitale sociale, per un periodo ininterrotto di almeno un anno, tale società ha diritto a richiedere alle autorità fiscali italiane il rimborso dell'imposta sostitutiva applicata sui dividendi da essa percepiti. A tal fine, la società non residente deve produrre una certificazione, rilasciata dalle competenti autorità fiscali dello Stato estero, che attesti che la società non residente soddisfa i predetti requisiti nonché la documentazione attestante la sussistenza delle condizioni sopra indicate. Inoltre, secondo quanto chiarito dalle autorità fiscali italiane, al verificarsi delle predette condizioni ed in alternativa alla presentazione di una richiesta di rimborso successivamente alla distribuzione del dividendo, purché il periodo minimo annuale di detenzione della partecipazione nell'Emittente sia già trascorso al momento della distribuzione del dividendo medesimo, la società non residente può direttamente richiedere all'intermediario depositario delle Azioni la non applicazione dell'imposta sostitutiva presentando all'intermediario in questione la stessa documentazione sopra indicata. In relazione alle società non residenti che risultano direttamente o indirettamente controllate da soggetti non residenti in Stati dell'Unione Europea, il suddetto regime di rimborso o di non applicazione dell'imposta sostitutiva può essere invocato soltanto a condizione che le medesime società dimostrino di non essere state costituite allo scopo esclusivo o principale di beneficiare del regime in questione.

(x) Distribuzione di riserve di cui all'art. 47, comma quinto, del TUIR

Le informazioni fornite in questo Paragrafo sintetizzano il regime fiscale applicabile alla distribuzione da parte dell'Emittente – in occasione diversa dal caso di riduzione del capitale esuberante, di recesso, di esclusione, di riscatto o di liquidazione – delle Riserve di Capitale di cui all'art. 47, comma quinto, del TUIR, ovvero, tra l'altro, delle riserve od altri fondi costituiti con sovrapprezzi di emissione, con interessi

di conguaglio versati dai sottoscrittori, con versamenti fatti dai soci a fondo perduto o in conto capitale e con saldi di rivalutazione monetaria esenti da imposta (di seguito anche “Riserve di Capitale”).

(a) Persone fisiche non esercenti attività d’impresa fiscalmente residenti in Italia

Indipendentemente dalla delibera assembleare, le somme percepite da persone fisiche fiscalmente residenti in Italia non esercenti attività d’impresa a titolo di distribuzione delle riserve di capitali costituiscono utili per i percettori nei limiti e nella misura in cui sussistano, in capo alla società distributrice, utili di esercizio e riserve di utili (fatta salva la quota di essi accantonata in sospensione di imposta) in capo alla società che provvede all’erogazione. Le somme qualificate come utili sono soggette, a seconda che si tratti o meno di partecipazioni non qualificate e/o non relative all’impresa, al medesimo regime sopra riportato. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, al netto, sulla base di quanto testé indicato, dell’importo eventualmente qualificabile come utile, riducono di pari ammontare il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione. Ne consegue che, in sede di successiva cessione, la plusvalenza imponibile è calcolata per differenza fra il prezzo di vendita ed il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione ridotto di un ammontare pari alle somme percepite a titolo di distribuzione delle riserve di capitali (al netto dell’importo eventualmente qualificabile come utile). Secondo l’interpretazione fatta propria dall’Amministrazione finanziaria le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, per la parte eccedente il costo fiscale della partecipazione costituiscono utili. In relazione alle partecipazioni per cui la persona fisica abbia optato per il regime cosiddetto del “risparmio gestito” di cui all’art. 7 del D.Lgs. 461/1997, in assenza di qualsiasi chiarimento da parte dell’Amministrazione Finanziaria, seguendo un’interpretazione sistematica delle norme, le somme distribuite a titolo di ripartizione delle Riserve di Capitale dovrebbero concorrere a formare il risultato annuo della gestione maturato relativo al periodo d’imposta in cui è avvenuta la distribuzione. Anche il valore delle partecipazioni alla fine dello stesso periodo d’imposta (o al venire meno del regime del “risparmio gestito” se anteriore) deve essere incluso nel calcolo del risultato annuo della gestione maturato nel periodo d’imposta, da assoggettare ad imposta sostitutiva del 12,50%.

(b) Società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all’articolo 5 del TUIR, società di persone, società ed enti di cui all’art. 73, comma primo, lett. a) e b) del TUIR e persone fisiche esercenti attività d’impresa, fiscalmente residenti in Italia

In capo alle persone fisiche esercenti attività d’impresa, alle società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate (escluse le società semplici) di cui all’articolo 5 del TUIR, alle società ed enti di cui all’art. 73, comma primo, lett. a) e b), del TUIR, fiscalmente residenti in Italia, le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale costituiscono utili nei limiti e nella misura in cui sussistano utili di esercizio e riserve di utili (fatte salve le quote di essi accantonate in sospensione di imposta) in capo alla società che provvede all’erogazione. Le somme qualificate come utili dovrebbero essere soggette al medesimo regime sopra riportato. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, al netto dell’importo eventualmente qualificabile come utile, riducono il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione di un pari ammontare. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, per la parte eccedente il costo fiscale della partecipazione, costituiscono plusvalenze e, come tali, assoggettate al regime evidenziato al successivo Paragrafo C.

(c) Fondi pensione italiani e O.I.C.V.M. (fondi di investimento, SICAV)

In base ad una interpretazione sistematica delle norme, le somme percepite da O.I.C.V.M. (fondi di investimento, SICAV) e fondi pensione italiani di cui al Decreto 252 a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, dovrebbero concorrere a formare il risultato netto di gestione maturato relativo al periodo

d'imposta in cui è avvenuta la distribuzione, soggetto ad un'imposta sostitutiva del 12,50% (11% nel caso di fondi pensione). Anche il valore delle partecipazioni alla fine dello stesso periodo d'imposta deve essere incluso nel calcolo del risultato annuo di gestione. Con riferimento a fondi comuni di investimento in valori mobiliari ovvero SICAV residenti con meno di 100 partecipanti – ad eccezione del caso in cui le quote od azioni dei predetti organismi detenute da investitori qualificati, diversi dalle persone fisiche, siano superiori al 50% – l'imposta sostitutiva del 12,50% si applica sulla parte di risultato della gestione diverso da quello riferibile a partecipazioni “qualificate” (che, al contrario, è soggetto ad imposta sostitutiva del 27%). A questi fini si considerano “qualificate” le partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto in società negoziate in mercati regolamentati superiori al 10% (nel computo di questa percentuale si tiene conto dei diritti, rappresentati o meno da titoli, che consentono di acquisire partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto).

(d) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia privi di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

In capo ai soggetti fiscalmente non residenti in Italia (siano essi persone fisiche o società di capitali), privi di stabile organizzazione in Italia cui la partecipazione sia riferibile, la natura fiscale delle somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale è la medesima di quella evidenziata per le persone fisiche fiscalmente residenti in Italia. Al pari di quanto evidenziato per le persone fisiche e per le società di capitali fiscalmente residenti in Italia, le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, al netto dell'importo eventualmente qualificabile come utile, riducono il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione di un pari ammontare.

(e) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia dotati di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

Relativamente ai soggetti non residenti che detengono la partecipazione attraverso una stabile organizzazione in Italia, tali somme concorrono alla formazione del reddito della stabile organizzazione secondo il regime impositivo previsto per le società ed enti di cui all'art. 73 comma primo, lett. a) e b) del TUIR, fiscalmente residenti in Italia.

Qualora la distribuzione di Riserve di Capitale derivi da una partecipazione non connessa ad una stabile organizzazione in Italia del soggetto percettore non residente, si faccia riferimento a quanto esposto al precedente Paragrafo sub (d).

C. Regime fiscale delle plusvalenze derivanti dalla cessione di azioni

(i) Persone fisiche fiscalmente residenti in Italia non esercenti attività di impresa

Le plusvalenze, diverse da quelle conseguite nell'esercizio di imprese commerciali, realizzate da persone fisiche fiscalmente residenti in Italia mediante cessione a titolo oneroso di partecipazioni sociali, nonché di titoli o diritti attraverso cui possono essere acquisite le predette partecipazioni, sono soggette ad un diverso regime fiscale a seconda che si tratti di una cessione di Partecipazioni Qualificate o di Partecipazioni Non Qualificate.

Cessione di Partecipazioni Qualificate

Le plusvalenze derivanti dalla cessione di una Partecipazione Qualificata conseguita al di fuori dell'esercizio di imprese commerciali da persone fisiche fiscalmente residenti in Italia concorrono alla formazione del reddito imponibile del soggetto percipiente parzialmente. Il D.M. 2 aprile 2008 – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge Finanziaria 2008 – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica alle plusvalenze realizzate a decorrere dal 1 gennaio 2009. Resta ferma l'applicazione della precedente percentuale di concorso alla formazione del

reddito, pari al 40%, per le plusvalenze relative ad atti di realizzo posti in essere anteriormente al 1 gennaio 2009, ma i cui corrispettivi siano in tutto o in parte percepiti a decorrere dalla stessa data. Per tali plusvalenze, la tassazione avviene in sede di dichiarazione annuale dei redditi.

Partecipazioni Non Qualificate

Le plusvalenze, non conseguite nell'esercizio di imprese commerciali, realizzate da persone fisiche fiscalmente residenti in Italia mediante cessione a titolo oneroso di Partecipazioni Non Qualificate, nonché di titoli o diritti attraverso cui possono essere acquisite le predette partecipazioni, sono soggette ad un'imposta sostitutiva del 12,5%. Il contribuente può optare per una delle seguenti modalità di tassazione:

- (a) Tassazione in base alla dichiarazione dei redditi. Nella dichiarazione vanno indicate le plusvalenze e minusvalenze realizzate nell'anno. L'imposta sostitutiva del 12,5% è determinata in tale sede sulle plusvalenze al netto delle relative minusvalenze ed è versata entro i termini previsti per il versamento delle imposte sui redditi dovute a saldo in base alla dichiarazione. Le minusvalenze eccedenti, purché esposte in dichiarazione dei redditi, possono essere portate in deduzione, fino a concorrenza, delle relative plusvalenze dei periodi di imposta successivi, ma non oltre il quarto. Il criterio della dichiarazione è obbligatorio nell'ipotesi in cui il soggetto non scelga uno dei due regimi di cui ai successivi punti (b) e (c).
- (b) Regime del risparmio amministrato (opzionale). Tale regime può trovare applicazione a condizione che (i) le Azioni siano depositate presso banche o società di intermediazione mobiliari residenti o altri soggetti residenti individuati con appositi decreti ministeriali e (ii) l'azionista opti (con comunicazione sottoscritta inviata all'intermediario) per l'applicazione del regime del risparmio amministrato. Nel caso in cui il soggetto opti per tale regime, l'imposta sostitutiva con l'aliquota del 12,5% è determinata e versata all'atto della singola cessione dall'intermediario presso il quale le azioni sono depositate in custodia o in amministrazione, su ciascuna plusvalenza realizzata. Le eventuali minusvalenze possono essere compensate nell'ambito del medesimo rapporto computando l'importo delle minusvalenze in diminuzione, fino a concorrenza, delle plusvalenze realizzate nelle successive operazioni poste in essere nello stesso periodo d'imposta o nei periodi di imposta successivi, ma non oltre il quarto. Qualora il rapporto di custodia o amministrazione venga meno, le eventuali minusvalenze possono essere portate in deduzione, non oltre il quarto periodo d'imposta successivo a quello di realizzo, dalle plusvalenze realizzate nell'ambito di un altro rapporto di risparmio amministrato intestato agli stessi soggetti intestatari del rapporto o deposito di provenienza, o possono essere dedotte in sede di dichiarazione dei redditi.
- (c) Regime del risparmio gestito (opzionale). Presupposto per la scelta di tale regime è il conferimento di un incarico di gestione patrimoniale ad un intermediario autorizzato. In tale regime, un'imposta sostitutiva del 12,5% è applicata dall'intermediario al termine di ciascun periodo d'imposta sull'incremento del valore del patrimonio gestito maturato nel periodo d'imposta, anche se non percepito, al netto dei redditi assoggettati a ritenuta, dei redditi esenti o comunque non soggetti ad imposte, dei redditi che concorrono a formare il reddito complessivo del contribuente, dei proventi derivanti da quote di organismi di investimento collettivo in valori mobiliari italiani soggetti ad imposta sostitutiva di cui all'articolo 8 del D.Lgs. 461/1997. Nel regime del risparmio gestito, le plusvalenze realizzate mediante cessione di Partecipazioni Non Qualificate concorrono a formare l'incremento del patrimonio gestito maturato nel periodo d'imposta, soggetto ad imposta sostitutiva del 12,5%. Il risultato negativo della gestione conseguito in un periodo d'imposta può essere computato in diminuzione del risultato della gestione dei quattro periodi d'imposta successivi per

l'intero importo che trova capienza in ciascuno di essi. In caso di chiusura del rapporto di gestione, i risultati negativi di gestione maturati (risultanti da apposita certificazione rilasciata dal soggetto gestore) possono essere portati in deduzione, non oltre il quarto periodo d'imposta successivo a quello di maturazione, dalle plusvalenze realizzate nell'ambito di un altro rapporto cui sia applicabile il regime del risparmio amministrato, ovvero utilizzati (per l'importo che trova capienza in esso) nell'ambito di un altro rapporto per il quale sia stata effettuata l'opzione per il regime del risparmio gestito, purché il rapporto o deposito in questione sia intestato agli stessi soggetti intestatari del rapporto o deposito di provenienza, ovvero possono essere portate in deduzione dai medesimi soggetti in sede di dichiarazione dei redditi, secondo le medesime regole applicabili alle minusvalenze eccedenti di cui al precedente punto (a).

(ii) Persone fisiche esercenti attività d'impresa, società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del TUIR

Le plusvalenze realizzate da persone fisiche nell'esercizio di impresa, società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del TUIR mediante cessione a titolo oneroso di azioni concorrono, per l'intero ammontare, a formare il reddito d'impresa imponibile, soggetto a tassazione in Italia secondo il regime ordinario.

Secondo quanto chiarito dall'amministrazione finanziaria, gli elementi negativi di reddito realizzati da persone fisiche nell'esercizio di impresa, società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del TUIR mediante cessione a titolo oneroso delle Azioni sarebbero integralmente deducibili dal reddito imponibile del soggetto cedente.

Tuttavia, laddove siano soddisfatte le condizioni evidenziate ai punti (a), (b), (c) e (d) del successivo paragrafo, le plusvalenze concorrono alla formazione del reddito d'impresa imponibile in misura parziale. Il D.M. 2 aprile 2008 – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge Finanziaria 2008 – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica alle plusvalenze realizzate a decorrere dal 1 gennaio 2009.

Le minusvalenze realizzate relative a partecipazioni con i requisiti di cui ai punti (a), (b), (c) e (d) del successivo paragrafo sono deducibili in misura parziale analogamente a quanto previsto per la tassazione delle plusvalenze.

Ai fini della determinazione delle plusvalenze e minusvalenze fiscalmente rilevanti, il costo fiscale delle azioni cedute è assunto al netto delle svalutazioni dedotte nei precedenti periodi di imposta.

(iii) Società ed enti di cui all'articolo 73(1), lett. a) e b), del TUIR

Le plusvalenze realizzate dalle società ed enti di cui all'articolo 73(1), lett. a) e b), del TUIR, ovvero da società per azioni e in accomandita per azioni, società a responsabilità limitata, enti pubblici e privati che hanno per oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali, mediante cessione a titolo oneroso delle Azioni concorrono a formare il reddito d'impresa imponibile per il loro intero ammontare.

Tuttavia, ai sensi dell'art. 87 del TUIR, le plusvalenze realizzate relativamente ad azioni in società ed enti indicati nell'articolo 73 del TUIR non concorrono alla formazione del reddito imponibile in quanto esenti nella misura del 95%, se le suddette azioni presentano i seguenti requisiti:

- (a) ininterrotto possesso dal primo giorno del dodicesimo mese precedente quello dell'avvenuta cessione considerando cedute per prime le azioni o quote acquisite in data più recente;

- (b) classificazione nella categoria delle immobilizzazioni finanziarie nel primo bilancio chiuso durante il periodo di possesso;
- (c) residenza fiscale della società partecipata in uno Stato o territorio di cui al decreto del Ministro dell'economia e delle finanze emanato ai sensi dell'articolo 168-bis del TUIR, o, alternativamente, l'avvenuta dimostrazione, a seguito dell'esercizio dell'interpello secondo le modalità di cui al comma 5, lettera b), dell'articolo 167 del TUIR, che dalle partecipazioni non sia stato conseguito, sin dall'inizio del periodo di possesso, l'effetto di localizzare i redditi in Stati o territori diversi da quelli individuati nel medesimo decreto di cui all'articolo 168-bis del TUIR.
- (d) la società partecipata esercita un'impresa commerciale secondo la definizione di cui all'art. 55 del TUIR; tuttavia tale requisito non rileva per le partecipazioni in società i cui titoli sono negoziati nei mercati regolamentati.

I requisiti di cui ai punti (c) e (d) devono sussistere ininterrottamente, al momento del realizzo delle plusvalenze, almeno dall'inizio del terzo periodo di imposta anteriore al realizzo stesso. Le cessioni delle azioni o quote appartenenti alla categoria delle immobilizzazioni finanziarie e di quelle appartenenti alla categoria dell'attivo circolante vanno considerate separatamente con riferimento a ciascuna categoria. In presenza dei requisiti menzionati, le minusvalenze realizzate dalla cessione di partecipazioni sono indeducibili dal reddito d'impresa.

Ai fini della determinazione delle plusvalenze e minusvalenze fiscalmente rilevanti, il costo fiscale delle azioni cedute è assunto al netto delle svalutazioni dedotte nei precedenti periodi di imposta.

A decorrere dall'1 gennaio 2006, le minusvalenze e le differenze negative tra i ricavi e i costi relative ad azioni che non possiedono i requisiti per l'esenzione non rilevano fino a concorrenza dell'importo non imponibile dei dividendi, ovvero dei loro acconti, percepiti nei trentasei mesi precedenti il loro realizzo/conseguimento. Tale disposizione (i) si applica con riferimento alle azioni acquisite nei 36 mesi precedenti il realizzo/conseguimento, sempre che siano soddisfatte le condizioni di cui ai precedenti punti (c) e (d), ma (ii) non si applica ai soggetti che redigono il bilancio in base ai principi contabili internazionali di cui al Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002.

In relazione alle minusvalenze deducibili dal reddito di impresa, si evidenzia che:

- ai sensi del comma 4, articolo 1, del Decreto Legge 24 settembre 2002, n. 209, convertito dalla legge 22 novembre 2002, n. 265 – le minusvalenze di ammontare complessivo superiore a 5.000.000 di Euro, derivanti da cessioni di partecipazioni che costituiscono immobilizzazioni finanziarie realizzate, anche a seguito di più atti di disposizione, a decorrere dal periodo di imposta 2002, devono essere comunicate dal contribuente all'Agenzia delle entrate. Il dettaglio delle notizie oggetto di comunicazione, oltre ai termini ed alle modalità procedurali di detta comunicazione, sono contenute nel provvedimento dell'Agenzia delle Entrate 22 maggio 2003 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale del 17 giugno 2003, n. 138). In caso di comunicazione omessa, incompleta o infedele, le minusvalenze realizzate non sono deducibili ai fini fiscali. Tale obbligo di comunicazione – per effetto di quanto disposto dall'articolo 1, comma 62, della Legge 24 dicembre 2007, n. 244 – a partire dall'esercizio 2008 non si rende applicabile ai soggetti che redigono il bilancio in base ai principi contabili internazionali di cui al Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002.
- ai sensi dell'articolo 5-quinquies, comma 3, del Decreto Legge 30 settembre 2005, n. 203, convertito con modificazioni dalla Legge 2 dicembre 2005, n. 248, le minusvalenze e le differenze negative di

ammontare superiore a 50.000,00 Euro, derivanti da operazioni realizzate, anche a seguito di più atti di disposizione, su azioni o altri titoli negoziati in mercati regolamentati italiani o esteri, devono essere comunicate dal contribuente all'Agenzia delle entrate. Il dettaglio delle notizie oggetto di comunicazione, oltre ai termini ed alle modalità procedurali di detta comunicazione, sono contenute nel provvedimento dell'Agenzia delle Entrate del 29 marzo 2007 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale del 13 aprile 2007, n. 86). In caso di comunicazione omessa, incompleta o infedele, le minusvalenze realizzate non sono deducibili ai fini fiscali.

Per alcuni tipi di società ed a certe condizioni, le plusvalenze realizzate dai suddetti soggetti mediante cessione di azioni concorrono a formare anche il relativo valore netto della produzione, soggetto ad imposta regionale sulle attività produttive (IRAP).

(iv) Enti di cui all'articolo 73(1), lett. c) del TUIR, fiscalmente residenti in Italia

Le plusvalenze realizzate, al di fuori dell'attività d'impresa, da enti non commerciali residenti, sono assoggettate a tassazione con le stesse regole previste per le plusvalenze realizzate da persone fisiche su partecipazioni detenute non in regime d'impresa.

(v) Fondi pensione italiani e O.I.C.V.M.

Le plusvalenze realizzate da fondi pensione italiani di cui al Decreto 252 e dagli O.I.C.V.M. soggetti alla disciplina di cui all'art. 8, commi da 1 a 4, del D.Lgs. 461/1997 (fondi di investimento e SICAV), mediante cessione a titolo oneroso di azioni sono incluse nel calcolo del risultato annuo di gestione maturato soggetto ad imposta sostitutiva con aliquota dell'11%, per i fondi pensione, e con aliquota del 12,50% per gli O.I.C.V.M.. Con riferimento a fondi comuni di investimento in valori mobiliari ovvero SICAV residenti con meno di 100 partecipanti – ad eccezione del caso in cui le quote od azioni dei predetti organismi detenute da investitori qualificati, diversi dalle persone fisiche, siano superiori al 50% – l'imposta sostitutiva del 12,5% si applica sulla parte di risultato della gestione riferibile a partecipazioni "non qualificate". Sulla parte di risultato della gestione maturato in ciascun anno riferibile a partecipazioni "qualificate" detenute dai predetti soggetti, l'imposta sostitutiva è invece dovuta con aliquota del 27%. A questi fini si considerano "qualificate" le partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto di società negoziate in mercati regolamentati superiori al 10% (nel computo di questa percentuale si tiene conto dei diritti, rappresentati o meno da titoli, che consentono di acquistare partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto).

(vi) Fondi comuni di investimento immobiliare

Ai sensi del D.L. 351/2001, ed a seguito delle modifiche apportate dall'art. 41-bis del D.L. 269/2003, a far data dall'1 gennaio 2004, i proventi, ivi incluse le plusvalenze derivanti dalla cessione di azioni, conseguiti dai fondi comuni di investimento immobiliare istituiti ai sensi dell'art. 37 del TUF e dell'art. 14-bis della Legge 86/1994, non sono soggetti ad imposte sui redditi.

Le plusvalenze derivanti dalla cessione delle quote di partecipazione ai fondi immobiliari sono (i) assoggettate ad un'imposta sostitutiva dell'imposta sui redditi con aliquota del 12,5% se realizzate al di fuori dell'esercizio d'impresa mentre (ii) concorrono integralmente alla formazione del reddito d'impresa se realizzate da soggetti che svolgono attività commerciale. Le medesime plusvalenze, laddove realizzate da sottoscrittori non residenti, possono essere assoggettate (i) al regime dei redditi diversi di natura finanziaria, con tassazione del *capital gain* con aliquota del 12,50%, ovvero (ii) al regime di esenzione, per i sottoscrittori residenti in Paesi "white-list" ai sensi del D.M. 4 settembre 1996, ovvero ancora (ii) al più favorevole regime convenzionale, laddove sia stata stipulata una Convenzione contro le doppie imposizioni

tra l'Italia ed il Paese di residenza del sottoscrittore delle quote del fondo comune di investimento immobiliare.

(vii) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia, dotati di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

Relativamente ai soggetti non residenti che detengono la partecipazione attraverso una stabile organizzazione in Italia, tali somme concorrono alla formazione del reddito della stabile organizzazione secondo il regime impositivo previsto delle plusvalenze realizzate da società ed enti di cui all'articolo 73(1), lett. a) e b) del TUIR, fiscalmente residenti in Italia. Qualora la partecipazione non sia connessa ad una stabile organizzazione in Italia del soggetto non residente, si faccia riferimento a quanto esposto al paragrafo che segue.

(viii) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

Partecipazioni Non Qualificate

Le plusvalenze realizzate da soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione in Italia (attraverso cui siano detenute le partecipazioni), derivanti dalla cessione a titolo oneroso di Partecipazioni Non Qualificate in società italiane negoziate in mercati regolamentati (come l'Emittente), non sono soggette a tassazione in Italia, anche se ivi detenute. In capo agli azionisti fiscalmente non residenti in Italia cui si applica il regime del risparmio amministrato ovvero che abbiano optato per il regime del risparmio gestito di cui agli articoli 6 e 7 del D.Lgs. 461/1997 il beneficio dell'esenzione è subordinato alla presentazione di un'autocertificazione attestante la non residenza fiscale in Italia.

Partecipazioni Qualificate

Le plusvalenze realizzate da soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione in Italia (attraverso cui siano detenute le partecipazioni), derivanti dalla cessione a titolo oneroso di Partecipazioni Qualificate concorrono alla formazione del reddito imponibile soggetto ad IRES del soggetto percipiente secondo le stesse regole previste per le persone fisiche non esercenti attività d'impresa. Tali plusvalenze sono assoggettate a tassazione unicamente in sede di dichiarazione annuale dei redditi, poiché le stesse non possono essere soggette né al regime del risparmio amministrato né al regime del risparmio gestito. Resta comunque ferma, ove applicabile, l'applicazione delle disposizioni previste dalle convenzioni internazionali contro le doppie imposizioni.

D. Tassa sui contratti di borsa

Ai sensi dell'articolo 37 del Decreto Legge n. 248 del 31 dicembre 2007 convertito in Legge 28 febbraio 2008, n. 31, la tassa sui contratti di borsa di cui al Regio Decreto n. 3278 del 30 dicembre 1923 è stata abrogata.

E. Imposta sulle successioni e donazioni

Il Decreto Legge n. 262 del 3 ottobre 2006, convertito, con modificazioni, dalla Legge 24 novembre 2006, n. 286, ha istituito l'imposta sulle successioni e donazioni su trasferimenti di beni e diritti per causa di morte, per donazione o a titolo gratuito e sulla costituzione di vincoli di destinazione. Per quanto non disposto dai commi da 47 a 49 e da 51 a 54 dell'articolo 2 della Legge n. 286 del 2006, si applicano, in quanto compatibili, le disposizioni di cui al Decreto Legislativo 31 ottobre 1990, n. 346, nel testo vigente alla data del 24 ottobre 2001.

Per i soggetti residenti l'imposta di successione e donazione viene applicata su tutti i beni e i diritti trasferiti, ovunque esistenti. Per i soggetti non residenti, l'imposta di successione e donazione viene applicata esclusivamente sui beni e i diritti esistenti nel territorio italiano. Si considerano in ogni caso esistenti nel

territorio italiano le azioni in società che hanno in Italia la sede legale o la sede dell'amministrazione o l'oggetto principale.

a) L'imposta sulle successioni

Ai sensi dell'articolo 2, comma 48 della Legge 24 novembre n. 286, i trasferimenti di beni e diritti per causa di morte sono soggetti all'imposta sulle successioni, con le seguenti aliquote, da applicarsi sul valore complessivo netto dei beni:

- (i) per i beni ed i diritti devoluti a favore del coniuge e dei parenti in linea retta, l'aliquota è del 4%, con una franchigia di 1.000.000 di Euro per ciascun beneficiario;
- (ii) per i beni ed i diritti devoluti a favore degli altri parenti fino al quarto grado e degli affini in linea retta, nonché degli affini in linea collaterale fino al terzo grado, l'aliquota è del 6% (con franchigia pari a Euro 100.000 per i soli fratelli e sorelle);
- (iii) per i beni ed i diritti devoluti a favore di altri soggetti, l'aliquota è dell'8% (senza alcuna franchigia).

Se il beneficiario è un portatore di handicap riconosciuto grave ai sensi della Legge 5 febbraio 1992, n. 104, l'imposta sulle successioni si applica esclusivamente sulla parte del valore della quota o del legato che supera l'ammontare di 1.500.000 Euro.

b) L'imposta sulle donazioni

Ai sensi dell'articolo 2, comma 49 della Legge 24 novembre 2006 n. 286, per le donazioni e gli atti di trasferimento a titolo gratuito di beni e diritti e la costituzione di vincoli di destinazione di beni, l'imposta sulle donazioni è determinata dall'applicazione delle seguenti aliquote al valore globale dei beni e dei diritti al netto degli oneri da cui è gravato il beneficiario, ovvero, se la donazione è fatta congiuntamente a favore di più soggetti o se in uno stesso atto sono compresi più atti di disposizione a favore di soggetti diversi, al valore delle quote dei beni o diritti attribuibili:

- (i) in caso di donazione o di trasferimento a titolo gratuito a favore del coniuge e dei parenti in linea retta, l'imposta sulle donazioni si applica con un'aliquota del 4% con una franchigia di 1.000.000 di Euro per ciascun beneficiario;
- (ii) in caso di donazione o di trasferimento a titolo gratuito a favore degli altri parenti fino al quarto grado e degli affini in linea retta, nonché degli affini in linea collaterale fino al terzo grado, l'imposta sulle successioni si applica con un'aliquota del 6% (con franchigia pari a Euro 100.000 per i soli fratelli e sorelle);
- (iii) in caso di donazione o di trasferimento a titolo gratuito a favore di altri soggetti, l'imposta sulle successioni si applica con un'aliquota dell'8% (senza alcuna franchigia).

Se il beneficiario è un portatore di handicap riconosciuto grave ai sensi della Legge 5 febbraio 1992, n. 104, l'imposta sulle donazioni si applica esclusivamente sulla parte del valore che supera l'ammontare di 1.500.000 Euro.

4.11.2 Regime fiscale applicabile in Spagna

Di seguito viene presentata una breve descrizione del regime fiscale spagnolo applicabile a redditi e plusvalenze derivanti dall'acquisto, dalla detenzione e dalla cessione di azioni dell'Emittente oggetto di negoziazione nel mercato borsistico regolamentato spagnolo (qui di seguito, "le azioni"), allorquando i beneficiari effettivi dei medesimi siano fiscalmente residenti in Spagna (qui di seguito, gli "investitori") e verso i quali può trovare applicazione la convenzione tra Spagna e Italia per evitare la doppia imposizione in

materia di imposte sul reddito, siglata a Roma l'8 settembre 1977 (qui di seguito, "la Convenzione per evitare la doppia imposizione sottoscritta da Spagna e Italia"). Date le particolarità tributarie legate alla titolarità delle azioni a seguito dell'esercizio di opzione su azioni concesse dalla Emittente, non si è tenuto conto, in questo prospetto, della tassazione relativa ai titoli acquisiti mediante questo metodo.

Il presente documento non tratta i profili relativi alla tassazione indiretta per gli investitori eventualmente derivante dall'acquisizione oppure dal trasferimento delle azioni.

Va segnalato il carattere generico del presente documento con il quale non si intende illustrare tutte le conseguenze di natura tributaria eventualmente applicabili. A tale riguardo, si rende espressamente noto che la descrizione del regime tributario qui sintetizzato non prevede un'analisi fiscale dettagliata tenuto conto (i) di tutti i redditi di varia natura che, da un punto di vista teorico, potrebbero essere percepiti dai titolari delle azioni né (ii) delle varie categorie di investitori (differenziati in funzione della loro condizione societaria), alcuni dei quali potrebbero essere soggetti a normative speciali (ad esempio, "Instituciones de inversión colectiva", "Sociedades en regime de atribución de rentas", "Cooperativas", "Entidades de tenencia de valores extranjeros", "entidades financieras", ecc). Inoltre, non è stato inserito alcun richiamo ai regimi tributari in vigore nei "territori storici" dei Paesi Baschi e della Navarra né alla normativa approvata da ciascuna regione eventualmente applicabile a tali fini.

In particolare, nel presente documento non vengono illustrati i profili di natura tributaria riconducibili all'acquisizione di tali redditi e plusvalenze da parte di società non residenti in Spagna, operanti o meno in tale territorio per il tramite di una stabile organizzazione nel medesimo territorio e che potrebbero essere considerate, se del caso, soggetti passivi dell'imposta sul reddito dei non residenti, ai sensi delle disposizioni di cui al Regio decreto legislativo n° 5/2004 del 5 marzo con cui viene approvato il testo della legge sull'imposta sul reddito dei non residenti (qui di seguito, "legge sull'IRNR") nonché la rispettiva norma di applicazione.

Parimenti, non sono stati trattati i profili tributari eventualmente applicabili agli investitori fiscalmente residenti in Spagna che svolgono un'attività industriale oppure commerciale in Italia per il tramite di una stabile organizzazione oppure che prestano servizi professionali attraverso una base fissa in tale Paese.

Inoltre, le disposizioni normative potenzialmente applicabili agli investitori la cui percentuale di partecipazione, diretta oppure indiretta, al capitale della società italiana ammonti almeno al 5% non sono state oggetto di analisi nell'ambito del presente prospetto. Né sono state esaminate le ripercussioni tributarie in materia di prezzi di trasferimento derivanti dalla partecipazione al capitale sociale della società italiana di titolarità dell'investitore.

La stesura del presente documento è basata sulla normativa tributaria spagnola in vigore alla data di registrazione del presente prospetto. In tal senso, occorre tener conto delle eventuali conseguenze di natura tributaria derivanti da una modifica legislativa nonché del potenziale carattere retroattivo della medesima.

Tenuto conto delle limitazioni sopra menzionate, gli investitori sono tenuti a rivolgersi ai loro consulenti in merito al regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di azioni ed a verificare la natura e l'origine delle somme percepite come distribuzioni sulle azioni dell'Emittente.

A. Tassazione diretta derivante dall'acquisto, dalla detenzione e dalla cessione di azioni da parte di persone fisiche, soggetti passivi dell'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Di seguito si riporta un'analisi delle principali ripercussioni ai fini della tassazione diretta dell'acquisizione a titolo gratuito, della detenzione e, se del caso, della successiva cessione delle azioni della Emittente a cura degli azionisti persone fisiche residenti sul territorio spagnolo.

Fermo restando quanto previsto dalle convenzioni, eventualmente applicabili, sottoscritte dalla Spagna per evitare la doppia imposizione, ai fini fiscali si considerano residenti in Spagna (i) le persone fisiche per le quali concorrano alcune delle circostanze di cui all'art. 9 della legge 35/2006 del 28 novembre sull'imposta sul reddito delle persone fisiche e sulla modifica parziale delle leggi sull'imposta sulle società, sul reddito dei non residenti e sul patrimonio (qui di seguito, "Legge sull'IRPF"), (ii) le persone aventi cittadinanza spagnola (incluso il coniuge e figli minorenni) residenti abitualmente all'estero in quanto membri di missioni diplomatiche spagnole, di uffici consolari spagnoli e altre cariche ufficiali secondo quanto previsto dall'art. 10 della legge sull'IRPF nonché (iii) le persone fisiche aventi cittadinanza spagnola che, avendo avuto la residenza fiscale in Spagna, attestano la loro nuova residenza fiscale in un Paese oppure in un territorio ritenuto paradiso fiscale (in quest'ultimo caso, la residenza spagnola a fini fiscali verrà applicata nell'anno in cui si verificherà il cambiamento di residenza nonché nei quattro esercizi successivi).

Inoltre, le implicazioni di seguito menzionate sono applicabili alle persone fisiche residenti in uno Stato membro dell'Unione europea che optano per il regime IRPF secondo i termini di cui all'art. 46 della legge sull'IRNR.

Tassazione relativa all'IRPF dei redditi percepiti a titolo di azionista

Ai sensi dell'art. 10 della convenzione per evitare la doppia imposizione, sottoscritta da Italia e Spagna, i dividendi corrisposti da una società italiana ad un soggetto residente in Spagna potranno essere sottoposti a tassazione in Spagna e in Italia pur se l'imposta richiesta in Italia non potrà superare il 15% dell'importo lordo dei dividendi.

Ai sensi dell'art. 25.1 della legge sull'IRPF, si considerano redditi lordi del capitale mobiliare soggetti all'IRPF quelli ottenuti dalla partecipazione al patrimonio di qualsiasi società, tra cui rientrano, tra l'altro, dividendi, premi di partecipazione ad assemblee e partecipazioni agli utili nonché i rendimenti derivanti dalla costituzione oppure cessione di diritti o poteri d'uso o godimento dei valori.

L'art. 7.y) della legge sull'IRPF prevede l'esenzione, con il limite annuale di € 1.500, dei dividendi, dei premi di partecipazione ad assemblee, delle partecipazioni agli utili e dei redditi derivanti da qualsiasi genere di attività, tranne la consegna di azioni liberate che, a norma di statuto oppure a seguito di delibera degli organi sociali, consentano di partecipare agli utili, alle vendite, alle operazioni, ai redditi oppure a fattispecie analoghe di una società per una causa diversa dalla remunerazione del lavoro personale. Tuttavia, in taluni casi specifici, tale esenzione non è applicabile. È necessario pertanto analizzare la fattispecie caso per caso.

I redditi del capitale mobiliare non esenti ottenuti dagli azionisti della Emittente, dedotte le spese fiscalmente deducibili in forza dell'art. 26.1.a) della legge sull'IRPF (vale a dire, spese amministrative e deposito, secondo i termini di cui all'art. 26.1.a) della legge sull'IRPF), verranno inseriti nell'imponibile relativo all'esercizio in cui tali rendimenti sono esigibili.

In forza degli artt. 66 e 76 della legge sull'IRPF, l'aliquota applicabile è di tipo fisso e ammonta al 19% fino a € 6.000 mentre alla parte eccedente verrà applicata l'aliquota del 21%.

Nell'eventualità in cui i dividendi distribuiti agli azionisti della società Emittente siano stati effettivamente tassati in Italia, dando così luogo a una doppia imposizione giuridica (in Italia e in Spagna), ai sensi dell'art. 22 della convenzione per evitare la doppia imposizione sottoscritta da Spagna e Italia, l'investitore avrà diritto a una detrazione IRPF per un importo uguale all'imposta versata in Italia, stabilendo come limite la frazione d'imposta, calcolata prima della detrazione, relativa ai redditi percepiti in Italia. A tale riguardo, sarà applicabile, purché risulti più favorevole, il meccanismo di correzione della doppia imposizione di cui all'art. 80 della legge sull'IRPF, consistente nella detrazione dell'importo minore tra: (i) importo effettivamente

corrisposto in Italia a seguito di un'imposta di natura identica all'IRPF oppure all'imposta sul reddito dei non residenti; o (ii) il risultato derivante dall'applicazione dell'aliquota media effettiva alla frazione nell'imponibile liquidabile tassato in Italia.

Infine, i dividendi corrisposti sono soggetti ad una ritenuta d'acconto IRPF che potrà essere detratta dagli azionisti dall'IRPF rispettiva, che ammonta al 19% di tutti i redditi esigibili oppure già corrisposti senza tener conto, a tali fini, della suddetta esenzione di cui all'art. 7.y) della legge sull'IRPF. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 76.1.1° del Regio decreto 439/2007 del 30 marzo, con cui viene approvato il regolamento dell'IRPF, la società tenuta ad effettuare la ritenuta sarà la società depositaria delle azioni dell'Emittente oppure quella preposta alla gestione della riscossione dei redditi derivanti da tali azioni.

Tassazione IRPF a seguito del trasferimento delle azioni

Conformemente all'art. 13 della convenzione per evitare la doppia imposizione sottoscritta da Spagna e Italia, i profitti derivanti dalla cessione di azioni in una società avente la residenza fiscale in Italia da parte di un investitore avente la residenza fiscale in Spagna, potranno essere tassati soltanto in Spagna.

Ai sensi dei termini di cui alla 4ª Sezione, del Capitolo II del Titolo III della legge sull'IRPF, laddove gli azionisti della società Emittente provvedessero al trasferimento inter vivos delle proprie azioni a titolo oneroso oppure a titolo gratuito, la differenza tra il valore di acquisto e quello di trasferimento di tali azioni costituirà il profitto oppure la perdita patrimoniale ai fini IRPF che si sommerà al resto dei profitti e delle perdite eventualmente ottenute dall'azionista nel corso dell'esercizio.

Se il risultato di tale operazione è di segno negativo, il rispettivo saldo potrà essere compensato soltanto con il saldo positivo evidenziabile nell'arco dei quattro anni successivi.

Laddove tale risultato presenti segno positivo, il medesimo verrà aggiunto ai rendimenti netti del capitale mobiliare. L'addizione di entrambe tali grandezze costituirà l'imponibile del risparmio a cui bisognerà applicare l'aliquota già indicata al punto precedente (19% fino a € 6.000 e 21% sulla parte eccedente).

Ai fini della determinazione dell'importo del profitto oppure della perdita patrimoniale, il valore di cessione, in caso di trasferimento a titolo oneroso, sarà determinato dalla (i) sua quotazione alla data del trasferimento oppure (ii) dal prezzo convenuto, se superiore alla quotazione.

Per quanto riguarda i casi di trasferimento a titolo gratuito, il valore del trasferimento sarà pari al valore derivante dall'applicazione delle norme sull'imposta sulle successioni e donazioni (qui di seguito, ISD), senza poter per questo eccedere il valore di mercato.

Ai fini della determinazione del valore di acquisto, si provvederà a detrarre l'importo ottenuto dal trasferimento dei diritti di sottoscrizione. Se l'importo ottenuto a seguito del trasferimento dei diritti di sottoscrizione fosse superiore al valore di acquisto delle azioni da cui derivano tali diritti, la differenza sarà ritenuta plusvalenza patrimoniale per il venditore nel periodo del trasferimento, ai sensi di quanto previsto dall'art. 35 della legge sull'IRPF.

Quando si tratta di azioni parzialmente liberate, il loro valore di acquisto sarà pari all'importo effettivamente corrisposto dal contribuente mentre nel caso di azioni interamente liberate, il loro valore di acquisto nonché quello delle ulteriori azioni si ricaverà dalla divisione del costo totale tra il numero di titoli sia vecchi che liberati.

Sia nel caso di trasferimento a titolo oneroso che gratuito, il valore di acquisto / di cessione aumenterà / diminuirà in base alle spese e ai tributi relativi all'acquisto / alla cessione, esclusi gli interessi, eventualmente corrisposti dall'acquirente / cedente.

Occorre tener conto del fatto che, ai sensi di quanto previsto dall'art. 33.5 della legge sull'IRPF, non verranno considerate quali perdite patrimoniali quelle riconducibili a trasferimenti di azioni in caso di acquisto di azioni similari, da parte dell'azionista, nell'arco dei due mesi precedenti oppure successivi a tali trasferimenti. In tal caso, le perdite patrimoniali verranno conteggiate via via che si verifica il trasferimento delle azioni che rimarranno nel patrimonio dell'azionista.

Infine, va segnalato che i profitti patrimoniali derivanti dal trasferimento delle azioni della società Emittente non sono soggetti ad alcuna ritenuta in Spagna.

Tassazione relativa all'imposta sul patrimonio per possesso di azioni

L'art. 3 della legge 4/2008 del 23 dicembre con cui viene abolita l'imposta sul patrimonio, con cui si è ampliato il sistema di rimborso mensile dell'imposta sul valore aggiunto e attraverso cui si apportano altre modifiche alla normativa tributaria, prevede un abbuono generale del 100% sulla quota, ragion per cui gli azionisti della società Emittente non saranno soggetti ad alcuna imposta sul patrimonio.

Tassazione relativa all'ISD per trasferimento delle azioni a titolo gratuito

L'acquisto di azioni a titolo gratuito, inter vivos o mortis causa, da parte di persone fisiche, è soggetto all'ISD nei termini previsti dalla legge 29/1987 del 18 dicembre sull'imposta sulle successioni e sulle donazioni (qui di seguito, "Legge sull'ISD") ferma restando la normativa regionale specifica eventualmente applicabile, in particolare per quanto concerne gli abbuoni e le detrazioni. I soggetti passivi dell'ISD sono, nel caso dei trasferimenti inter vivos, il donatore oppure chi viene privilegiato e, nei trasferimenti mortis causa, gli aventi causa.

L'aliquota impositiva applicabile alla base imponibile, che consiste nel valore reale dei beni meno eventuali gravami, debiti e spese fiscalmente deducibili e riduzioni conformemente a quanto previsto dalla legge sull'ISD, oscilla tra il 7,65% e il 34%. All'importo che ne deriva verrà applicato un coefficiente moltiplicatore in funzione del patrimonio preesistente del soggetto passivo e del grado di parentela, oscillante tra 1 e 2,4. Di conseguenza, l'aliquota effettiva oscillerebbe tra il 7,65% e l'81,60%.

B. Tassazione diretta a seguito di acquisto, detenzione e cessione di azioni da parte di investitori persone giuridiche, soggetti passivi dell'imposta sulle società

Di seguito si riporta un'analisi delle principali conseguenze ai fini della tassazione diretta dell'acquisto a titolo gratuito, possesso e, se del caso, del successivo trasferimento delle azioni della società Emittente da parte degli azionisti persone giuridiche residenti sul territorio spagnolo.

A tal fine, si riterranno fiscalmente residenti in Spagna le società così qualificate ai sensi dell'art. 8 del Regio decreto Legislativo 4/2004 del 5 marzo con cui viene approvato il testo della legge sull'imposta sulle società (qui di seguito, "Legge sull'IS"), fermo restando quanto previsto dalle convenzioni eventualmente applicabili e sottoscritte con il Regno di Spagna onde evitare la doppia imposizione.

Tassazione relativa all'IS dei dividendi o partecipazioni agli utili ottenuti in qualità di azionista

Come indicato in precedenza, ai sensi dell'art. 10 della convenzione sottoscritta da Spagna e Italia per evitare la doppia imposizione, i dividendi corrisposti da una società avente la residenza fiscale in Italia ad un soggetto fiscalmente residente in Spagna potranno essere sottoposti a tassazione in Spagna. Inoltre, tali dividendi potranno essere tassati in Italia ma l'imposta non potrà superare il 15% dell'importo lordo dei dividendi ricevuti.

Gli investitori soggetti passivi dell'IS saranno tenuti a registrare l'importo lordo dei dividendi oppure delle partecipazioni agli utili ottenuti a seguito della detenzione delle azioni conformemente ai criteri di cui al

Regio decreto 1514/2007 del 16 novembre con cui viene approvato il “Plan General de Contabilidad” (qui di seguito, “PGC”).

Laddove tali dividendi o partecipazioni agli utili debbano essere riconosciuti, da un punto di vista contabile, nel conto economico, i medesimi verranno inseriti nell'imponibile del soggetto passivo secondo la modalità di cui all'art. 10 e successivi del TRLIS e gli verrà applicata, in via generale, l'aliquota del 30%.

Nell'eventualità in cui i dividendi distribuiti agli azionisti della società Emittente siano stati effettivamente tassati in Italia dando così luogo a un caso di doppia imposizione giuridica (in Italia e in Spagna), ai sensi dell'art. 22 della convenzione per evitare la doppia tassazione sottoscritta da Spagna e Italia, l'investitore potrà applicare una detrazione, relativamente all'IS, pari all'importo dell'imposta pagata in Italia, stabilendo come limite la frazione dell'imposta calcolata prima della detrazione, relativa ai redditi percepiti in Italia. A tale riguardo, sarà applicabile, purché risulti più favorevole, il meccanismo di correzione della doppia imposizione di cui all'art. 31 della legge sull'IS consistente nella detrazione dell'importo minore tra: (i) l'importo effettivo di quanto corrisposto in Italia a seguito dell'applicazione di una imposta di natura identica o analoga a quella dell'IS, oppure (ii) l'importo della quota lorda di cui sarebbe previsto il pagamento in Spagna a seguito dei redditi succitati se ottenuti sul territorio spagnolo.

Agli investitori residenti in Spagna verrà applicata una ritenuta del 19%, relativamente all'IS, sull'importo lordo dell'utile distribuito. Ai sensi dell'art. 60.2 del Regio decreto 1777/2004 del 30 luglio, con cui viene approvato il regolamento dell'IS, la società tenuta ad operare la ritenuta è la depositaria delle azioni della Emittente oppure quella preposta alla gestione della riscossione dei redditi derivanti da tali azioni.

La ritenuta effettuata comporterà una riduzione dell'importo della quota derivante dalla liquidazione. Laddove l'importo della quota risultante fosse inferiore alla somma di tutti gli acconti effettuati dal soggetto passivo, l'Amministrazione tributaria procederà al rimborso della parte eccedente come previsto dall'art. 139 della legge sull'IS.

Tassazione ai fini IS derivante dal trasferimento di azioni

Come indicato in precedenza, ai sensi dell'art. 13 della convenzione sottoscritta da Spagna e Italia per evitare la doppia imposizione, i profitti derivanti dalla cessione di azioni in una società con residenza fiscale in Italia da parte di un investitore avente la residenza fiscale in Spagna, potranno essere tassati soltanto in Spagna.

I redditi derivanti dal trasferimento di azioni a titolo oneroso o gratuito verranno conteggiati nell'imponibile dell'IS dell'investitore, persona giuridica avente la residenza fiscale in Spagna, nell'esercizio in cui avverrà l'operazione, conformemente alle disposizioni di cui al PGC nonché agli artt. 10 e successivi della legge sull'IS e a cui verrà applicata, in via generale, l'aliquota del 30%.

I profitti patrimoniali derivanti dalla cessione delle azioni della società Emittente non saranno soggetti ad alcuna ritenuta in Spagna.

Tassazione relativamente all'IS a seguito di acquisto delle azioni a titolo gratuito

Conformemente a quanto previsto dall'art. 15 della legge sull'IS, l'acquisto a titolo gratuito di azioni da parte di persone giuridiche comporterà l'obbligo per la società acquirente di riportare nel proprio imponibile il valore normale di mercato delle azioni acquisite nel periodo d'imposta in cui avviene l'acquisto e vi si applicherà, in via generale, l'aliquota del 30%.

CAPITOLO V – CONDIZIONI DELL’OFFERTA

5.1 Condizioni, statistiche relative all’Offerta Globale di Vendita, calendario previsto e modalità di sottoscrizione dell’Offerta

5.1.1 Condizioni alle quali l’Offerta Globale di Vendita è subordinata

L’Offerta Globale di Vendita non è subordinata ad alcuna condizione, fatto salvo il provvedimento di inizio delle negoziazioni di Borsa Italiana (per ulteriori informazioni, si veda Sezione Seconda, Capitolo VI, Paragrafo 6.1).

5.1.2 Ammontare totale dell’Offerta Globale di Vendita

L’Offerta Globale di Vendita, finalizzata all’ammissione alle negoziazioni delle azioni sul MTA, organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., e su mercati regolamentati spagnoli (Madrid, Barcellona, Bilbao, Valencia) nonché sul sistema automatico SIBE, ha per oggetto massime n. 1.415.000.000 Azioni, poste in vendita dall’Azionista Venditore.

Fermo restando quanto previsto al successivo Paragrafo 5.1.4, il Proponente si riserva, sentiti i Coordinatori dell’Offerta Globale di Vendita, di non collocare integralmente le Azioni oggetto dell’Offerta Globale di Vendita, dandone comunicazione al pubblico nell’avviso integrativo relativo al Prezzo di Offerta; tale circostanza determinerebbe una riduzione del numero delle Azioni collocate nell’ambito dell’Offerta Globale di Vendita.

5.1.3 Periodo di validità dell’Offerta Pubblica e modalità di sottoscrizione

L’Offerta Pubblica avrà inizio alle ore 9:00 del 18 ottobre 2010 e terminerà alle ore 16:30 del giorno 29 ottobre 2010.

L’offerta pubblica in Spagna avrà inizio alle ore 9:00 del 18 ottobre 2010 e terminerà alle ore 16:30 del giorno 29 ottobre 2010.

L’Offerta Istituzionale avrà inizio il giorno 18 ottobre 2010 e terminerà il giorno 29 ottobre 2010.

Non saranno ricevibili, né valide, le schede che perverranno ai Collocatori dal pubblico indistinto in Italia, dagli Azionisti Enel e dai Dipendenti Enel Residenti in Italia prima delle ore 9:00 del giorno 18 ottobre 2010 e dopo le ore 16:30 del giorno 29 ottobre 2010, salvo proroga.

Si rende noto che il calendario dell’operazione è indicativo e potrebbe subire modifiche al verificarsi di eventi e circostanze indipendenti dalla volontà di Enel Green Power, ivi inclusi particolari condizioni di volatilità dei mercati finanziari, che potrebbero pregiudicare il buon esito dell’Offerta Globale di Vendita. Eventuali modifiche del Periodo di Offerta saranno comunicate al pubblico con apposito avviso da pubblicarsi con le stesse modalità di diffusione del Prospetto Informativo. Resta comunque inteso che l’inizio dell’Offerta Globale di Vendita avverrà entro e non oltre un mese dalla data di rilascio del provvedimento di autorizzazione alla pubblicazione del Prospetto Informativo da parte di Consob.

Il Proponente si riserva la facoltà di posticipare o prorogare, sentiti i Coordinatori dell’Offerta Globale di Vendita, il Periodo di Offerta dandone tempestiva comunicazione a Consob e al pubblico mediante avviso da pubblicarsi su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale in Italia ed in Spagna. Nell’ipotesi di posticipo del Periodo di Offerta la pubblicazione del suddetto avviso avverrà prima dell’inizio del Periodo di Offerta; nell’ipotesi di proroga, la pubblicazione avverrà entro l’ultimo giorno del Periodo di Offerta.

Il Proponente si riserva la facoltà, sentiti i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita di disporre la chiusura anticipata dell'Offerta Globale di Vendita qualora, prima della chiusura del Periodo di Offerta, l'ammontare delle Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita sia interamente collocato dandone in ogni caso tempestiva comunicazione a Consob ed al pubblico mediante avviso da pubblicarsi su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale in Italia ed in Spagna e sul sito *Internet* www.enelgreenpower.com dell'Emittente entro l'ultimo giorno del Periodo di Offerta.

La chiusura anticipata avrà efficacia a partire dal giorno successivo a quello di pubblicazione del suddetto avviso e riguarderà anche le adesioni effettuate fuori sede ovvero per via telematica.

Copia cartacea del Prospetto Informativo sarà gratuitamente a disposizione di chiunque ne faccia richiesta a partire dal giorno antecedente la data di inizio dell'Offerta Pubblica presso i Collocatori, e presso la sede dell'Emittente in Roma, Viale Regina Margherita 125.

La Società pubblicherà il Prospetto Informativo anche sul proprio sito *Internet* www.enelgreenpower.com successivamente al deposito presso Consob ed alla sua pubblicazione ai sensi di legge.

Le modalità di adesione nell'ambito dell'Offerta Pubblica sono di seguito descritte.

Per informazioni in merito alle modalità di adesione nell'offerta pubblica in Spagna si rinvia al successivo paragrafo 5.5.

A. Adesioni da parte del pubblico indistinto

Le domande di adesione all'Offerta Pubblica da parte del pubblico indistinto dovranno essere presentate mediante sottoscrizione dell'apposito modulo di adesione (che sarà disponibile presso i Collocatori e sul sito *Internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.com), debitamente compilato e sottoscritto dal richiedente o dal suo mandatario speciale e presentato presso un Collocatore (Modulo A). Le società fiduciarie che prestano servizi di gestione di portafogli di investimento, anche mediante intestazione fiduciaria, di cui all'art. 60, comma 4, del D.Lgs. 23 luglio 1996, n. 415, che potranno aderire esclusivamente all'Offerta Pubblica, dovranno compilare, per ciascun cliente, il relativo modulo di adesione indicando nell'apposito spazio il solo codice fiscale del cliente, lasciando in bianco il nome e il cognome (denominazione o ragione sociale) dello stesso ed inserendo nello spazio riservato all'intestazione delle Azioni la denominazione ed il codice fiscale della società fiduciaria.

Le domande di adesione del pubblico indistinto all'Offerta Pubblica potranno pervenire anche tramite soggetti autorizzati all'attività di gestione individuale di portafogli di investimento ai sensi del Testo Unico e relative disposizioni di attuazione, purché gli stessi sottoscrivano l'apposito modulo in nome e per conto dell'aderente, e tramite soggetti autorizzati, ai sensi del medesimo Testo Unico e relative disposizioni di attuazione, all'attività di ricezione e trasmissione ordini, alle condizioni indicate nel Regolamento Intermediari.

Sul sito *Internet* dell'Emittente (www.enelgreenpower.com) sarà attiva un'apposita finestra attraverso la quale l'aderente potrà stampare il Prospetto Informativo ed il modulo di adesione (Modulo A) che dovrà essere presentato presso un Collocatore.

Pertanto, i clienti dei Collocatori che operano online potranno aderire all'Offerta Pubblica per via telematica, mediante l'utilizzo di strumenti elettronici via *Internet*, in sostituzione del tradizionale metodo cartaceo.

Tale adesione potrà avvenire mediante accesso, attraverso l'utilizzo di una password individuale, ad un'area riservata ai collocamenti, situata all'interno dell'area riservata ai clienti del singolo Collocatore online, ove,

sempre con modalità telematiche e previo utilizzo della password individuale, gli stessi potranno fornire tutti i dati personali e finanziari richiesti per l'adesione in forma cartacea senza alcuna differenziazione.

Una volta confermato l'inserimento di tali dati, il riepilogo degli stessi verrà visualizzato sullo schermo del cliente, il quale sarà tenuto a confermare nuovamente la loro correttezza. Solo al momento di questa seconda conferma tali dati assumeranno valore di domanda di adesione.

Si precisa, peraltro, che tale modalità di adesione non modifica né altera in alcun modo il rapporto tra i Collocatori online ed il Responsabile del Collocamento, rispetto ai rapporti tra il Responsabile del Collocamento e gli altri Collocatori. I Collocatori che utilizzano il sistema di collocamento online rendono disponibile il Prospetto Informativo presso il proprio sito *Internet*.

I Collocatori che utilizzano il sistema di collocamento per via telematica garantiranno al Responsabile del Collocamento l'adeguatezza delle loro procedure informatiche ai fini dell'adesione online dei loro clienti. Inoltre, gli stessi Collocatori si impegneranno ad effettuare le comunicazioni previste dalle disposizioni applicabili alle banche che operano per via telematica.

B. Adesioni da parte degli Azionisti Enel

Le domande di adesione all'Offerta Pubblica da parte degli Azionisti Enel a valere sulla quota ad essi destinata dovranno essere presentate presso i Collocatori mediante sottoscrizione dell'apposito modulo di adesione (Modulo B che sarà disponibile presso i Collocatori e sul sito Internet dell'Emittente www.enelgreenpower.com), debitamente compilato e sottoscritto dal richiedente o dal suo mandatario speciale, e presentazione di apposita certificazione rappresentativa delle azioni Enel S.p.A. possedute rilasciata dall'Istituto depositario, nel caso in cui le azioni Enel S.p.A. siano depositate presso Istituto diverso da quello dove viene presentata la domanda di adesione all'Offerta. Le società fiduciarie che prestano servizi di gestione di portafogli di investimento, anche mediante intestazione fiduciaria, di cui all'art. 60, comma 4, del D.Lgs. 23 luglio 1996, n. 415, che potranno aderire esclusivamente all'Offerta Pubblica, dovranno compilare, per ciascun cliente, il relativo modulo di adesione indicando nell'apposito spazio il solo codice fiscale del cliente, lasciando in bianco il nome e il cognome (denominazione o ragione sociale) dello stesso ed inserendo nello spazio riservato all'intestazione delle Azioni la denominazione ed il codice fiscale della società fiduciaria.

Le domande di adesione all'Offerta Pubblica da parte degli Azionisti Enel potranno pervenire anche tramite soggetti autorizzati all'attività di gestione individuale di portafogli di investimento ai sensi del Testo Unico e relative disposizioni di attuazione, purché gli stessi sottoscrivano l'apposito modulo in nome e per conto dell'aderente, e tramite soggetti autorizzati, ai sensi del medesimo Testo Unico e relative disposizioni di attuazione, all'attività di ricezione e trasmissione ordini, alle condizioni indicate nel Regolamento Intermediari.

Sul sito Internet dell'Emittente (www.enelgreenpower.com) sarà attiva un'apposita finestra attraverso la quale l'aderente potrà stampare il Prospetto Informativo ed il modulo di adesione (Modulo B) che dovrà essere presentato presso un Collocatore.

Peraltro, i clienti dei Collocatori che operano online potranno aderire all'Offerta Pubblica per via telematica, mediante l'utilizzo di strumenti elettronici via Internet, in sostituzione del tradizionale metodo cartaceo.

Tale adesione potrà avvenire mediante accesso, attraverso l'utilizzo di una password individuale, ad un'area riservata ai collocamenti, situata all'interno dell'area riservata ai clienti del singolo Collocatore online, ove, sempre con modalità telematiche e previo utilizzo della password individuale, gli stessi potranno fornire tutti i dati personali e finanziari richiesti per l'adesione in forma cartacea senza alcuna differenziazione.

Una volta confermato l'inserimento di tali dati, il riepilogo degli stessi verrà visualizzato sullo schermo del cliente, il quale sarà tenuto a confermare nuovamente la loro correttezza. Solo al momento di questa seconda conferma tali dati assumeranno valore di domanda di adesione.

Si precisa, peraltro, che tale modalità di adesione non modifica né altera in alcun modo il rapporto tra i Collocatori online ed il Responsabile del Collocamento, rispetto ai rapporti tra il Responsabile del Collocamento e gli altri Collocatori. I Collocatori che utilizzano il sistema di collocamento online rendono disponibile il Prospetto Informativo presso il proprio sito Internet.

I Collocatori che utilizzano il sistema di collocamento per via telematica garantiranno al Responsabile del Collocamento l'adeguatezza delle loro procedure informatiche ai fini dell'adesione online dei loro clienti. Inoltre, gli stessi Collocatori si impegneranno ad effettuare le comunicazioni previste dalle disposizioni applicabili alle banche che operano per via telematica

Gli Azionisti ENEL potranno inoltre aderire all'Offerta Pubblica destinata al pubblico indistinto alle medesime condizioni e modalità previste per la stessa.

C. Adesioni da parte dei Dipendenti Enel Residenti in Italia

Le domande di adesione all'Offerta Pubblica da parte dei Dipendenti Enel Residenti in Italia a valere sulla quota ad essi destinata dovranno essere presentate mediante sottoscrizione dell'apposito modulo di adesione (Modulo C che sarà disponibile presso i Collocatori e sul sito *Internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.com), debitamente compilato e sottoscritto dal richiedente o dal suo mandatario speciale e presentato presso un Collocatore. Sarà cura del Dipendente Enel Residente in Italia comprovare al Collocatore la propria appartenenza alla categoria di Dipendente Enel Residente in Italia.

I Dipendenti Enel Residenti in Italia potranno inoltre aderire all'Offerta Pubblica destinata al pubblico indistinto alle medesime condizioni e modalità previste per la stessa. Inoltre tali Dipendenti Enel Residenti in Italia, se anche Azionisti Enel, potranno aderire anche all'Offerta Pubblica destinata agli Azionisti Enel alle medesime condizioni e modalità previste per la stessa.

I Collocatori autorizzati che intendono collocare fuori sede le Azioni ai sensi dell'articolo 30 del Testo Unico provvederanno alla raccolta delle domande di adesione all'Offerta Pubblica sia direttamente presso i propri sportelli o uffici, sia avvalendosi di promotori finanziari di cui all'articolo 31 del Testo Unico.

Ai sensi dell'art. 30, comma 8, del Testo Unico, alle offerte pubbliche di vendita o di sottoscrizione di azioni con diritto di voto negoziate in mercati regolamentati nonché, secondo l'orientamento Consob, di azioni ammesse a quotazione, ancorché non ancora negoziate, non si applica il disposto del comma 6 del medesimo articolo, in virtù del quale l'efficacia dei contratti conclusi fuori sede per il tramite di promotori finanziari è sospesa per la durata di sette giorni decorrenti dalla data di sottoscrizione degli stessi da parte dell'investitore.

Fatto salvo quanto previsto dall'art. 95-*bis*, comma 2 del Testo Unico, le domande di adesione sono irrevocabili e non possono essere soggette ad alcuna condizione.

Il Responsabile del Collocamento, sulla base dei dati che ciascun Collocatore avrà fornito, si riserva di verificare la regolarità delle adesioni all'Offerta Pubblica, avuto riguardo alle modalità e condizioni stabilite per la stessa, ferme restando le eventuali comunicazioni previste dalla legge e dai regolamenti applicabili.

5.1.4 Informazioni circa la sospensione dell'Offerta Pubblica o revoca dell'Offerta Pubblica e/o dell'Offerta Istituzionale

Qualora tra la data di pubblicazione del Prospetto Informativo ed il giorno antecedente l'inizio dell'Offerta Pubblica dovessero verificarsi circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale quali, tra l'altro, gravi mutamenti negativi nella situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato a livello nazionale o internazionale o eventi negativi riguardanti la situazione finanziaria, patrimoniale o reddituale dell'Emittente e/o delle sue controllate o comunque accadimenti di rilievo relativi al Gruppo che siano tali da pregiudicare il buon esito o rendere sconsigliabile l'effettuazione dell'Offerta Globale di Vendita, ovvero qualora non si dovesse addivenire alla stipula del contratto di collocamento e garanzia relativo all'Offerta Pubblica di cui al successivo Paragrafo 5.4 del presente Capitolo V del Prospetto Informativo, il Proponente, sentiti i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, potrà decidere di non dare inizio all'Offerta Pubblica e la stessa dovrà ritenersi annullata. Di tale decisione sarà data tempestiva comunicazione a Consob ed al pubblico mediante avviso su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale e sul sito *Internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.it non oltre il giorno previsto per l'inizio del Periodo di Offerta.

Il Proponente, sentiti i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, si riserva altresì la facoltà di ritirare, in tutto o in parte, l'Offerta Pubblica, previa tempestiva comunicazione a Consob ed al pubblico con avviso pubblicato su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale e sul sito *Internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.com entro la Data di Pagamento (come definita al successivo Paragrafo 5.1.8 del presente Capitolo V del Prospetto Informativo) qualora (i) al termine del Periodo di Offerta le adesioni pervenute risultassero inferiori al quantitativo offerto nell'ambito della stessa, (ii) l'Offerta Istituzionale venisse meno, in tutto o in parte, per mancata assunzione, in tutto o in parte, o per cessazione di efficacia dell'impegno di garanzia relativo alle Azioni oggetto dell'Offerta Istituzionale, ovvero (iii) nel caso venisse meno, in tutto o in parte, l'impegno di garanzia previsto nel contratto di collocamento e garanzia per l'Offerta Pubblica.

L'Offerta Pubblica sarà comunque ritirata qualora Borsa Italiana non deliberi l'inizio delle negoziazioni e/o revochi il provvedimento di ammissione a quotazione ai sensi dell'articolo 2.4.3, comma 7, del Regolamento di Borsa entro la Data di Pagamento, previa comunicazione alla Consob e successivamente al pubblico mediante avviso pubblicato su un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale.

5.1.5 Riduzione della sottoscrizione e modalità di rimborso

Non è prevista la possibilità per gli aderenti all'Offerta Pubblica di ridurre la propria sottoscrizione.

5.1.6 Ammontare della sottoscrizione

Le domande di adesione all'Offerta Pubblica da parte del pubblico indistinto e/o dagli Azionisti Enel dovranno essere presentate esclusivamente presso i Collocatori per quantitativi minimi di n. 2.000 Azioni o suoi multipli (il "**Lotto Minimo**"), ovvero per quantitativi minimi di n. 20.000 Azioni o suoi multipli (il "**Lotto Minimo di Adesione Maggiorato**"), fatti salvi i criteri di riparto di cui al successivo Paragrafo 5.2 del presente Capitolo V del Prospetto Informativo. L'adesione per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli non esclude l'adesione per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli così come l'adesione per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli non esclude l'adesione per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli, anche mediante l'utilizzo del medesimo modulo di adesione.

Le domande di adesione all'Offerta Pubblica da parte dei Dipendenti Enel Residenti in Italia dovranno essere presentate esclusivamente presso i Collocatori per quantitativi minimi di n. 2.000 Azioni (pari al Lotto Minimo) o suoi multipli, fatti salvi i criteri di riparto di cui al successivo Paragrafo 5.2 del presente Capitolo V del Prospetto Informativo.

5.1.7 Ritiro della sottoscrizione

Salvo quanto previsto dall'art. 95-*bis*, comma 2 del Testo Unico, le domande di adesione sono irrevocabili e non possono essere soggette a condizioni e/o termini.

5.1.8 Pagamento e consegna delle Azioni

Il pagamento delle Azioni assegnate dovrà essere effettuato il 4 novembre 2010 (la "**Data di Pagamento**"), presso il Collocatore che ha ricevuto l'adesione, senza aggravio di commissioni o spese a carico dell'aderente.

In caso di posticipo, proroga o chiusura anticipata dell'Offerta Pubblica le eventuali variazioni della Data di Pagamento saranno comunicate con il medesimo avviso con il quale sarà reso pubblico detto avvenimento.

Contestualmente al pagamento del prezzo, le Azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica verranno messe a disposizione degli aventi diritto, in forma dematerializzata, mediante contabilizzazione sui conti di deposito intrattenuti dai Collocatori presso Monte Titoli.

5.1.9 Risultati dell'Offerta Pubblica e dell'Offerta Globale di Vendita

Il Responsabile del Collocamento comunicherà entro i cinque giorni lavorativi successivi alla chiusura dell'Offerta Pubblica i risultati della stessa ed i risultati riepilogativi dell'Offerta Globale di Vendita mediante apposito avviso pubblicato su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale e sul sito *Internet* dell'Emittente www.enelgreenpower.com. Copia di tale avviso verrà contestualmente trasmessa a Consob e a Borsa Italiana, ai sensi dell'art. 13, comma 2 del Regolamento Emittenti.

Entro due mesi dalla pubblicazione del suddetto avviso, il Responsabile del Collocamento comunicherà a Consob, ai sensi dell'art. 13, comma 3 del Regolamento Emittenti, gli esiti delle verifiche sulla regolarità delle operazioni di collocamento e dell'eventuale riparto nonché i risultati riepilogativi dell'Offerta Globale di Vendita.

5.1.10 Procedura per l'esercizio di un eventuale diritto di opzione, per la negoziabilità dei diritti di sottoscrizione e per il trattamento dei diritti di sottoscrizione non esercitati

Le Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita derivano esclusivamente da azioni poste in vendita dal Proponente; nell'ambito dell'Offerta Globale di Vendita non è previsto quindi l'esercizio di alcun diritto di opzione.

5.2 Piano di ripartizione e di assegnazione

5.2.1 Categorie di investitori potenziali ai quali le Azioni sono offerte e mercati

L'Offerta Pubblica è indirizzata al pubblico indistinto in Italia, agli Azionisti Enel e ai Dipendenti Enel Residenti in Italia.

Non possono aderire all'Offerta Pubblica gli investitori qualificati, di cui all'articolo 34-*ter*, comma 1, lett (b), del Regolamento Emittenti (fatta eccezione (i) per le piccole e medie imprese e per le persone fisiche di cui ai numeri 3 e 5 della predetta norma che non siano state inserite dall'Emittente nell'apposito registro ai

sensi del combinato disposto degli artt. 34-*quater* e 34-*terdecies* del Regolamento Emittenti, (ii) per le società di gestione autorizzate alla prestazione del servizio di gestione su base individuale di portafogli di investimento per conto terzi, (iii) per gli intermediari autorizzati abilitati alla gestione dei portafogli individuali per conto terzi e (iv) per le società fiduciarie che prestano servizi di gestione di portafogli di investimento, anche mediante intestazione fiduciaria, di cui all'articolo 60, comma 4, del Decreto Legislativo 23 luglio 1996 n. 415) (gli “**Investitori Qualificati**”), e gli investitori istituzionali all'estero (congiuntamente agli Investitori Qualificati, gli “**Investitori Istituzionali**”) i quali possono invece aderire all'Offerta Istituzionale.

Non possono comunque aderire all'Offerta Pubblica coloro che, al momento dell'adesione, pur essendo residenti in Italia, possano essere considerati ai sensi delle *U.S. Securities Laws* e di altre normative locali applicabili in materia, residenti negli Stati Uniti d'America o in qualsiasi altro Paese nel quale l'offerta di strumenti finanziari non sia consentita in assenza di autorizzazioni da parte delle competenti autorità (gli “**Altri Paesi**”). Nessuno strumento finanziario può essere offerto o negoziato negli Stati Uniti d'America o negli Altri Paesi, in assenza di specifica autorizzazione in conformità alle disposizioni di legge applicabili in ciascuno di tali Paesi, ovvero di deroga rispetto alle medesime disposizioni. Le Azioni non sono state, né saranno registrate ai sensi dello *United States Securities Act* del 1933 e successive modificazioni (il “*Securities Act*”) ovvero ai sensi delle corrispondenti normative in vigore negli Altri Paesi. Esse non potranno conseguentemente essere offerte o comunque consegnate direttamente o indirettamente negli Stati Uniti d'America o negli Altri Paesi.

Qualora il Responsabile del Collocamento dovesse riscontrare che l'adesione all'Offerta Pubblica da parte di residenti in Italia sia tuttavia avvenuta in violazione delle disposizioni vigenti in materia negli Stati Uniti d'America ovvero negli Altri Paesi, lo stesso si riserva il diritto di adottare gli opportuni provvedimenti.

L'offerta pubblica in Spagna è indirizzata al pubblico indistinto in Spagna ed ai Dipendenti Enel Residenti in Spagna ed è descritta nel successivo paragrafo 5.5.

L'Offerta Istituzionale è rivolta ad Investitori Istituzionali in Italia ed all'estero ai sensi del *Regulation S* del *Securities Act* e negli Stati Uniti d'America, limitatamente ai *Qualified Institutional Buyers* (i “**QIBs**”) ai sensi della *Rule 144A* del *Securities Act*. I soggetti residenti nei Paesi esteri al di fuori dell'Italia, ed in particolare quelli residenti in Australia, Giappone e Canada non potranno partecipare all'Offerta Globale di Vendita, salvo che nei limiti consentiti dalle leggi e dai regolamenti del Paese rilevante.

L'Offerta Istituzionale sarà effettuata sulla base di documento di offerta in lingua inglese (c.d. “*Offering Circular*”), contenente dati ed informazioni coerenti con quelli forniti nel Prospetto Informativo.

5.2.2 Principali azionisti, membri del Consiglio di Amministrazione o componenti del Collegio Sindacale dell'Emittente che intendono aderire all'Offerta Pubblica e persone che intendono aderire all'Offerta Pubblica per più del 5%

Per quanto a conoscenza della Società, né i membri del Consiglio di Amministrazione né i componenti del Collegio Sindacale dell'Emittente intendono aderire all'Offerta Pubblica.

Per quanto a conoscenza della Società, nessuno intende aderire all'Offerta Pubblica per più del 5%.

5.2.3 Informazioni da comunicare prima dell'assegnazione

(a) Divisione dell'Offerta Globale di Vendita in *tranche*

L'Offerta Globale di Vendita consiste in:

- un'Offerta Pubblica in Italia di un ammontare minimo di n. 176.875.000 Azioni, pari al 12,5% dell'Offerta Globale di Vendita, rivolta al pubblico indistinto in Italia, agli Azionisti Enel e ai Dipendenti Enel Residenti In Italia. Non possono aderire all'Offerta Pubblica gli Investitori Istituzionali, i quali potranno aderire esclusivamente all'Offerta Istituzionale di cui al punto successivo; e
- un'offerta pubblica in Spagna di un ammontare minimo di n. 35.375.000 Azioni, pari al 2,5% dell'Offerta Globale di Vendita, rivolta al pubblico indistinto in Spagna e ai Dipendenti Enel Residenti in Spagna. Non possono aderire all'Offerta Pubblica gli Investitori Istituzionali, i quali potranno aderire esclusivamente all'Offerta Istituzionale di cui al punto successivo; e
- un'Offerta Istituzionale di massime n. 1.202.750.000 Azioni, pari al 85% dell'Offerta Globale di Vendita, rivolta ad Investitori Istituzionali in Italia ed all'estero ai sensi del *Regulation S* del *Securities Act*, e negli Stati Uniti d'America, limitatamente ai QIBs ai sensi della *Rule 144A* del *Securities Act*. I soggetti residenti nei paesi esteri al di fuori dell'Italia, ad in particolare quelli residenti in Australia, Giappone e Canada non potranno partecipare all'Offerta Globale di Vendita, salvo che nei limiti consentiti dalle leggi e dai regolamenti del Paese rilevante.

L'Offerta Pubblica consiste in:

- un'offerta riservata al pubblico indistinto (l'"**Offerta al Pubblico Indistinto**"). Delle Azioni effettivamente assegnate al pubblico indistinto, una quota non superiore al 20% sarà destinata al soddisfacimento delle adesioni pervenute dal pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli (per ulteriori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.1.6 del Prospetto Informativo);
- un'offerta riservata agli Azionisti Enel (l'"**Offerta agli Azionisti Enel**") non superiore a 50% dell'Offerta Pubblica. Delle Azioni effettivamente assegnate agli Azionisti Enel, una quota non superiore al 20% sarà destinata al soddisfacimento delle adesioni pervenute dagli Azionisti Enel per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli (per ulteriori informazioni, si veda la Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.1.6 del Prospetto Informativo);
- un'offerta riservata ai Dipendenti Enel Residenti in Italia (l'"**Offerta ai Dipendenti Enel**") di massimo n. 38.071 Lotti Minimi.

(b) *Claw back*

Una quota minima di n. 176.875.000 Azioni, pari al 12,5% dell'Offerta Globale di Vendita, sarà riservata alle adesioni pervenute nell'ambito dell'Offerta Pubblica.

Una quota minima di n. 35.375.000 Azioni, pari al 2,5% dell'Offerta Globale di Vendita, sarà riservata alle adesioni pervenute nell'ambito dell'offerta pubblica in Spagna.

La rimanente parte delle Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita sarà ripartita dal Proponente d'intesa con i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita tra il Consorzio per l'Offerta Pubblica e il Consorzio per l'Offerta Istituzionale, tenuto conto della quantità delle accettazioni pervenute al Consorzio per l'Offerta Pubblica e della quantità e qualità delle accettazioni pervenute al Consorzio per l'Offerta Istituzionale.

Nel caso di adesioni complessive all'Offerta Pubblica e/o all'offerta pubblica in Spagna inferiori ai predetti quantitativi minimi, le Azioni residue potranno confluire nell'Offerta Istituzionale a condizione che la domanda generata nell'Offerta Istituzionale sia in grado di assorbire tali Azioni.

Nel caso di adesioni complessive all'Offerta Istituzionale inferiori al predetto quantitativo massimo, le Azioni residue potranno confluire nell'Offerta Pubblica e/o nell'offerta pubblica in Spagna, a condizione che la domanda generata nell'Offerta Pubblica e/o nell'offerta pubblica in Spagna sia in grado di assorbire tali Azioni.

Nell'ambito della quota complessivamente destinata all'Offerta Pubblica, si procederà ad assegnare le Azioni, rispettivamente, al pubblico indistinto, agli Azionisti Enel ed ai Dipendenti Enel Residenti in Italia, secondo i criteri di seguito indicati con l'avvertenza che qualora le adesioni complessivamente pervenute dagli Azionisti Enel fossero inferiori al numero di Azioni ad essi destinato, le Azioni residue potranno confluire nella quota destinata ai Dipendenti Enel Residenti in Italia, e viceversa, anche oltre il limite massimo, a condizione che la domanda generata nelle rispettive offerte sia in grado di assorbire tali Azioni. Nel caso in cui le adesioni complessivamente pervenute dal pubblico indistinto fossero inferiori al numero di Azioni ad esso destinato, le Azioni residue potranno confluire nella quota destinata agli Azionisti Enel e/o ai Dipendenti Enel Residenti in Italia, e viceversa, anche oltre il limite massimo, a condizione che la domanda generata nelle rispettive offerte sia in grado di assorbire tali Azioni.

Delle Azioni effettivamente assegnate al pubblico indistinto, una quota non superiore al 20% sarà destinata al soddisfacimento delle adesioni pervenute dal pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli. Nel caso di accettazioni pervenute per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli inferiori al quantitativo loro riservato, le Azioni residue potranno confluire per il soddisfacimento delle adesioni pervenute dal pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli. Nel caso di accettazioni pervenute per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli inferiori al quantitativo loro riservato, le Azioni residue potranno confluire per il soddisfacimento delle adesioni pervenute dal pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli, anche oltre tale limite massimo.

Delle Azioni effettivamente assegnate agli Azionisti Enel, una quota non superiore al 20% sarà destinata al soddisfacimento delle adesioni pervenute dagli Azionisti Enel per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli. Nel caso di accettazioni pervenute per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli inferiori al quantitativo loro riservato, le Azioni residue potranno confluire per il soddisfacimento delle adesioni pervenute dagli Azionisti Enel per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli. Nel caso di accettazioni pervenute per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli inferiori al quantitativo loro riservato, le Azioni residue potranno confluire per il soddisfacimento delle adesioni pervenute dagli Azionisti Enel per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli, anche oltre tale limite massimo.

(c) Metodi di assegnazione

Nell'ambito della quota complessivamente destinata al Consorzio per l'Offerta Pubblica, si procederà ad assegnare le Azioni al pubblico indistinto secondo i criteri di seguito indicati.

Per informazioni in merito ai metodi di assegnazione delle Azioni nell'ambito dell'offerta pubblica in Spagna si rinvia al successivo paragrafo 5.5.

Adesioni da parte del pubblico indistinto

A.1. Adesioni per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli

Qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte del pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli risultino superiori alla quota ad esso destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, a ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Azioni pari al Lotto Minimo.

Nel caso in cui, dopo l'assegnazione del Lotto Minimo, residuino Azioni, a tutti coloro che ne abbiano fatto richiesta verrà assegnato un secondo Lotto Minimo e successivamente un terzo, e così di seguito fino al completo soddisfacimento della domanda del pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli, ovvero fino ad esaurimento delle Azioni relative alla quota ad essi riservata, ovvero fino a che il quantitativo di titoli a disposizione, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, sia insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti un ulteriore Lotto Minimo. In quest'ultimo caso il Responsabile del Collocamento provvederà ad assegnarli singolarmente ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui sopra, mediante estrazione a sorte. L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Ove il quantitativo offerto risulti insufficiente all'assegnazione di un Lotto Minimo a ciascun richiedente, i Lotti Minimi saranno singolarmente attribuiti dal Responsabile del Collocamento ai richiedenti mediante estrazione a sorte, da effettuarsi con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Inoltre, qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte del pubblico indistinto e/o degli Azionisti Enel e/o dei Dipendenti Enel Residenti in Italia risultino superiori alla quota ad essi destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, l'Azionista Venditore si riserva la facoltà di ridurre il quantitativo di azioni costituenti il Lotto Minimo da n. 2.000 Azioni a n. 1.000 Azioni, dandone comunicazione nell'avviso relativo sul Prezzo di Offerta, ferma restando l'eventuale applicazione dei criteri di riparto sopra descritti al Lotto Minimo come sopra ridotto.

A.2. Adesioni per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli

Qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte del pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli risultino superiori alla quota ad esso destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, a ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Azioni pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato.

Nel caso in cui, dopo l'assegnazione del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato, residuino Azioni, a tutti coloro che ne abbiano fatta richiesta verrà assegnato un secondo Lotto Minimo di Adesione Maggiorato e successivamente un terzo, e così di seguito fino al completo soddisfacimento della domanda del pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli, ovvero fino ad esaurimento delle Azioni relative alla quota ad essi riservata, ovvero fino a che il quantitativo di titoli a disposizione, dedotti i Lotti Minimi di Adesione Maggiorati già assegnati, sia insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti un ulteriore Lotto Minimo di Adesione Maggiorato. In quest'ultimo caso il Responsabile del Collocamento provvederà ad assegnarli singolarmente ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui sopra, mediante estrazione a sorte. L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Ove il quantitativo offerto risulti insufficiente all'assegnazione di un Lotto Minimo di Adesione Maggiorato a ciascun richiedente, i Lotti Minimi di Adesione Maggiorati saranno singolarmente attribuiti dal

Responsabile del Collocamento ai richiedenti mediante estrazione a sorte, da effettuarsi con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Inoltre, qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte del pubblico indistinto e/o degli Azionisti Enel risultino superiori alla quota ad essi destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, l'Azionista Venditore, indipendentemente dalla eventuale riduzione del quantitativo di azioni costituenti il lotto Minimo di cui sopra, si riserva la facoltà di ridurre il quantitativo di azioni costituenti il Lotto Minimo di Adesione Maggiorato da n. 20.000 Azioni a n. 10.000 Azioni, dandone comunicazione nell'avviso relativo sul Prezzo di Offerta, ferma restando l'eventuale applicazione dei criteri di riparto sopra descritti al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato come sopra ridotto.

Adesioni da parte degli Azionisti Enel

B.1. Adesioni per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli

Qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte degli Azionisti Enel per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli risultino superiori alla quota ad esso destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, a ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Azioni pari al Lotto Minimo.

Nel caso in cui, dopo l'assegnazione del Lotto Minimo, residuino Azioni, a tutti coloro che ne abbiano fatto richiesta verrà assegnato un secondo Lotto Minimo e successivamente un terzo, e così di seguito fino al completo soddisfacimento della domanda del pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli, ovvero fino ad esaurimento delle Azioni relative alla quota ad essi riservata, ovvero fino a che il quantitativo di titoli a disposizione, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, sia insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti un ulteriore Lotto Minimo. In quest'ultimo caso il Responsabile del Collocamento provvederà ad assegnarli singolarmente ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui sopra, mediante estrazione a sorte. L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Ove il quantitativo offerto risulti insufficiente all'assegnazione di un Lotto Minimo a ciascun richiedente, i Lotti Minimi saranno singolarmente attribuiti dal Responsabile del Collocamento ai richiedenti mediante estrazione a sorte, da effettuarsi con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Inoltre, qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte del pubblico indistinto e/o degli Azionisti Enel e/o dei Dipendenti Enel Residenti in Italia risultino superiori alla quota ad essi destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, l'Azionista Venditore si riserva la facoltà di ridurre il quantitativo di azioni costituenti il Lotto Minimo da n. Azioni 2.000 a n. Azioni 1.000, dandone comunicazione nell'avviso relativo sul Prezzo di Offerta, ferma restando l'eventuale applicazione dei criteri di riparto sopra descritti al Lotto Minimo come sopra ridotto.

B.2. Adesioni per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli

Qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte degli Azionisti Enel per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli risultino superiori alla quota ad esso destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, a ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Azioni pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato.

Nel caso in cui, dopo l'assegnazione del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato, residuino Azioni, a tutti coloro che ne abbiano fatta richiesta verrà assegnato un secondo Lotto Minimo di Adesione Maggiorato e

successivamente un terzo, e così di seguito fino al completo soddisfacimento della domanda del pubblico indistinto per quantitativi pari al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato o suoi multipli, ovvero fino ad esaurimento delle Azioni relative alla quota ad essi riservata, ovvero fino a che il quantitativo di titoli a disposizione, dedotti i Lotti Minimi di Adesione Maggiorati già assegnati, sia insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti un ulteriore Lotto Minimo di Adesione Maggiorato. In quest'ultimo caso il Responsabile del Collocamento provvederà ad assegnarli singolarmente ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui sopra, mediante estrazione a sorte. L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Ove il quantitativo offerto risulti insufficiente all'assegnazione di un Lotto Minimo di Adesione Maggiorato a ciascun richiedente, i Lotti Minimi di Adesione Maggiorati saranno singolarmente attribuiti dal Responsabile del Collocamento ai richiedenti mediante estrazione a sorte, da effettuarsi con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Inoltre, qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte del pubblico indistinto e/o degli Azionisti Enel risultino superiori alla quota ad essi destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, l'Azionista Venditore, indipendentemente dalla eventuale riduzione del quantitativo di azioni costituenti il lotto Minimo di cui sopra, si riserva la facoltà di ridurre il quantitativo di azioni costituenti il Lotto Minimo di Adesione Maggiorato da n. 20.000 Azioni a n. 10.000 Azioni, dandone comunicazione nell'avviso relativo sul Prezzo di Offerta, fermo restando l'eventuale applicazione dei criteri di riparto sopra descritti al Lotto Minimo di Adesione Maggiorato come sopra ridotto.

Adesioni da parte dei Dipendenti Enel Residenti in Italia

C.1. Adesioni per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli

A ciascun richiedente sarà garantito un Lotto Minimo corrispondente a n. 2.000 Azioni, eventualmente ridotto come descritto di seguito.

Ove dall'assegnazione di un Lotto Minimo residuino ulteriori Azioni, a tutti coloro che ne abbiano fatto richiesta verranno assegnati un ulteriore Lotto Minimo e, successivamente, un Lotto Minimo ulteriore, ovvero fino ad esaurimento delle Azioni relative alla quota ad essi riservata, ovvero fino a che il quantitativo di Azioni a disposizione, dedotti i Lotti Minimi già assegnati sia insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti un ulteriore Lotto Minimo. In quest'ultimo caso, si procederà al riparto mediante estrazione a sorte.

L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Inoltre, qualora le adesioni pervenute ai Collocatori da parte del pubblico indistinto e/o degli Azionisti Enel e/o dei Dipendenti Enel Residenti in Italia risultino superiori alla quota ad essi destinata nell'ambito dell'Offerta Pubblica, l'Azionista Venditore si riserva la facoltà di ridurre il quantitativo di azioni costituenti il Lotto Minimo da n. 2.000 Azioni a n. 1.000 Azioni, dandone comunicazione nell'avviso relativo sul Prezzo di Offerta, fermo restando l'eventuale applicazione dei criteri di riparto sopra descritti.

(d) Trattamento preferenziale

I trattamenti preferenziali nell'ambito dell'Offerta Pubblica sono di seguito descritti.

Per informazioni in merito ai trattamenti preferenziali nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Spagna si rinvia al successivo paragrafo 5.5.

Incentivi per il pubblico indistinto e gli Azionisti Enel assegnatari del Lotto Minimo o suoi multipli*Attribuzione Gratuita*

Agli assegnatari (pubblico indistinto ed Azionisti Enel) delle Azioni che manterranno senza soluzione di continuità la piena proprietà per dodici mesi dalla Data di Pagamento di tali Azioni, e sempre che le stesse siano rimaste depositate presso un Collocatore ovvero presso altre istituzioni aderenti alla Monte Titoli S.p.A., spetterà l'attribuzione gratuita di n. 1 azione ordinaria della Società ogni n. 20 Azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica. L'assegnazione gratuita avverrà in relazione ad un massimo di 3 Lotti Minimi assegnati. Il calcolo di azioni gratuite da assegnare senza ulteriori esborsi sarà effettuato mediante arrotondamento per difetto all'unità intera. Le azioni gratuite verranno messe a disposizione dal Proponente.

L'attribuzione delle azioni gratuite dovrà essere richiesta dall'avente diritto a pena di decadenza entro e non oltre il 31 dicembre 2011 al Collocatore ovvero presso altra istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A. ed avrà luogo entro 30 giorni di calendario dalla data di scadenza del termine di decadenza di cui sopra sulla base dell'attestazione del Collocatore o di altra istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A. attestante l'ininterrotta titolarità delle Azioni per il periodo di dodici mesi dalla Data di Pagamento.

Incentivi per il pubblico indistinto e Azionisti Enel assegnatari del Lotto Minimo di Adesione Maggiore o suoi multipli*Attribuzione Gratuita*

Agli assegnatari (pubblico indistinto ed Azionisti Enel) delle Azioni che manterranno senza soluzione di continuità la piena proprietà per dodici mesi dalla Data di Pagamento di tali Azioni, e sempre che le stesse siano rimaste depositate presso un Collocatore ovvero presso altre istituzioni aderenti alla Monte Titoli S.p.A., spetterà l'attribuzione gratuita di n. 1 azione ordinaria dell'Emittente ogni n. 20 Azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica. L'assegnazione gratuita avverrà in relazione ad un massimo di 2 Lotti Minimi di Adesione Maggiorati assegnati. Il calcolo di azioni gratuite da assegnare senza ulteriori esborsi sarà effettuato mediante arrotondamento per difetto all'unità intera. Le azioni gratuite verranno messe a disposizione dal Proponente.

L'attribuzione delle azioni gratuite dovrà essere richiesta dall'avente diritto a pena di decadenza entro e non oltre il 31 dicembre 2011 al Collocatore ovvero presso altra istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A. ed avrà luogo entro 30 giorni di calendario dalla data di scadenza del termine di decadenza di cui sopra sulla base dell'attestazione del Collocatore o di altra istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A. attestante l'ininterrotta titolarità delle Azioni per il periodo di dodici mesi dalla Data di Pagamento.

Incentivi per i Dipendenti Enel Residenti in Italia*Attribuzione Gratuita*

Ai Dipendenti Enel Residenti in Italia assegnatari delle Azioni che manterranno senza soluzione di continuità la piena proprietà per dodici mesi dalla Data di Pagamento di tali Azioni, e sempre che le stesse siano rimaste depositate presso un Collocatore ovvero presso altre istituzioni aderenti alla Monte Titoli S.p.A., spetterà l'attribuzione gratuita di n. 1 azione ordinaria della Società ogni n. 20 Azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica. L'assegnazione gratuita avverrà in relazione ad un massimo di 3 Lotti Minimi assegnati. Il calcolo di azioni gratuite da assegnare senza ulteriori esborsi sarà effettuato mediante arrotondamento per difetto all'unità intera. Le azioni gratuite verranno messe a disposizione dal Proponente.

L'attribuzione delle azioni gratuite dovrà essere richiesta dall'avente diritto a pena di decadenza entro e non oltre il 31 dicembre 2011 al Collocatore ovvero presso altra istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A. ed

avrà luogo entro 30 giorni di calendario dalla data di scadenza del termine di decadenza di cui sopra sulla base dell'attestazione del Collocatore o di altra istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A. attestante l'ininterrotta titolarità delle Azioni per il periodo di dodici mesi dalla Data di Pagamento.

(e) Trattamento delle sottoscrizioni o delle offerte di sottoscrizione nell'ambito dell'assegnazione.

Il trattamento delle sottoscrizioni non è determinato in funzione dell'azienda attraverso la quale sono effettuate.

(f) Obiettivo minimo di assegnazione.

Non è previsto alcun obiettivo minimo di assegnazione per quanto riguarda l'Offerta Globale di Vendita.

(g) Condizioni di chiusura dell'Offerta Pubblica e durata minima del Periodo di Offerta.

Fermo restando quanto previsto nel precedente Paragrafo 5.1.3 del presente Capitolo 5 del Prospetto Informativo in tema di ritiro e revoca dell'Offerta Pubblica, non sono previste ulteriori condizioni di chiusura anticipata dell'Offerta Pubblica; la chiusura anticipata dell'Offerta Pubblica non potrà essere effettuata prima del secondo giorno del Periodo di Offerta e ne sarà data tempestiva comunicazione a Consob ed al pubblico mediante avviso da pubblicarsi su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale entro l'ultimo giorno del Periodo di Offerta. La chiusura anticipata avrà efficacia a partire dal giorno successivo a quello di pubblicazione del suddetto avviso e riguarderà anche le adesioni effettuate fuori sede ovvero per via telematica.

Il Periodo di Offerta non può avere durata inferiore a due giorni.

(h) Sottoscrizioni multiple.

Sono ammesse sottoscrizioni multiple da parte degli aderenti all'Offerta Pubblica.

Per informazioni in merito all'offerta pubblica in Spagna si rinvia al successivo paragrafo 5.5.

5.2.4 Procedura per la comunicazione ai sottoscrittori delle assegnazioni

Ciascun Collocatore provvederà a dare comunicazione agli aderenti dei quantitativi loro assegnati immediatamente dopo l'avvenuta comunicazione del riparto da parte del Responsabile del Collocamento.

5.2.5 Over Allotment e Opzione Greenshoe

È prevista la concessione da parte di Enel S.p.A. ai Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita di un'opzione di chiedere in prestito ulteriori massime n. 210.000.000 Azioni, corrispondenti ad una quota pari a circa il 15% del numero di Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita ai fini di una *Over Allotment* nell'ambito dell'Offerta Istituzionale. In caso di *Over Allotment*, i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita potranno esercitare tale opzione, in tutto o in parte, e collocare le Azioni così prese a prestito presso gli Investitori Istituzionali.

È inoltre prevista la concessione, da parte di Enel al Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita, di un'opzione per l'acquisto, al Prezzo d'Offerta, (l'"**Opzione Greenshoe**") di massime n. 210.000.000 Azioni, corrispondenti ad una quota pari a circa il 15% del numero di Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita, da allocare presso i destinatari dell'Offerta Istituzionale, in caso di *Over Allotment*, con le modalità indicate al precedente capoverso.

Le opzioni sopra menzionate potranno essere esercitate, in tutto o in parte, entro i 30 giorni successivi alla data di inizio delle negoziazioni delle azioni dell'Emittente sul MTA.

5.3 Fissazione del Prezzo di Offerta

5.3.1 Prezzo di Offerta e spese a carico del sottoscrittore

La determinazione del Prezzo di Offerta delle Azioni avverrà al termine dell'Offerta Globale di Vendita.

Detta determinazione dovrà tenere conto tra l'altro: (i) delle condizioni del mercato mobiliare domestico ed internazionale; (ii) della quantità e qualità delle manifestazioni di interesse ricevute dagli Investitori Istituzionali; e (iii) della quantità della domanda ricevuta nell'ambito dell'Offerta Pubblica.

Intervallo di valorizzazione indicativa

Il Proponente, anche sulla base di analisi svolte dai Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, al fine esclusivo di consentire la raccolta di manifestazioni di interesse da parte degli Investitori Istituzionali nell'ambito dell'Offerta Istituzionale, ha individuato, previa consultazione con i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, un intervallo di valorizzazione indicativa del capitale economico della Società compreso tra un minimo non vincolante di Euro 9.000 milioni ed un massimo vincolante di Euro 10.500 milioni, pari ad un minimo non vincolante di Euro 1,80 per Azione ed un massimo vincolante di Euro 2,10 per Azione, quest'ultimo pari al Prezzo Massimo.

Alla determinazione del suddetto intervallo di valorizzazione indicativa e del Prezzo Massimo si è pervenuti considerando i risultati, le prospettive di sviluppo dell'esercizio in corso e di quelli successivi della Società e del gruppo di società ad essa facenti capo, tenendo conto delle condizioni di mercato ed applicando le metodologie di valutazione più comunemente riconosciute dalla dottrina e dalla pratica professionale a livello internazionale, nonché delle risultanze dell'attività di *premarketing* effettuata presso investitori professionali di elevato *standing* internazionale. In particolare, ai fini valutativi sono state considerate sia le risultanze derivanti dall'applicazione del metodo dei multipli di mercato, che prevede la comparazione della Società con alcune società quotate di riferimento, sulla base di indici e moltiplicatori di grandezze economico, finanziarie e patrimoniali significative e confrontabili, sia il metodo finanziario di valutazione dei flussi di cassa (cosiddetto *Discounted Cash Flow*) basato sulla attualizzazione dei flussi di cassa prospettici.

La seguente tabella rappresenta, a fini meramente indicativi, i moltiplicatori EV/EBITDA, P/E relativi alla Società calcolati sulla base dell'intervallo di valorizzazione indicativa, degli ultimi dati patrimoniali pubblicamente disponibili, nonché dei dati consolidati economici pro-forma relativi all'esercizio 2009.

Multiplo calcolato su	EV/EBITDA 2009	P/E 2009
Valore minimo dell'intervallo di valorizzazione indicativa	9,2 volte	19,9 volte
Valore massimo dell'intervallo di valorizzazione indicativa	10,3 volte	23,2 volte

Ai fini meramente indicativi, si riportano alcuni moltiplicatori relativi a società europee quotate che operano principalmente nell'ambito del settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Di seguito una descrizione sintetica dell'ambito operativo di suddette società, e della loro capitalizzazione alla data del 30 settembre 2010:

- Iberdrola Renovables (quotata in Spagna, BME – Bolsa Y Mercados Españoles di Madrid, Barcellona, Bilbao, Valencia, avente una capitalizzazione pari a Euro 10,3 miliardi): opera nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare eolica, ed è presente principalmente in

Spagna e negli Stati Uniti. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 10,8 GW ed ha generato 21,5 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 26%⁵⁷;

- EDP Renovaveis (quotata in Portogallo, Euronext Lisbona, avente una capitalizzazione pari a Euro 3,6 miliardi): opera nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare eolica, ed è presente principalmente in Spagna, in Portogallo e negli Stati Uniti. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 5,5 GW ed ha generato 10,9 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 29%⁵⁸;
- EDF Energies Nouvelles (quotata in Francia, Euronext Parigi, avente una capitalizzazione pari a Euro 2,2 miliardi): opera principalmente nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (in particolare eolico e solare), nello sviluppo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili per conto terzi e nella generazione distribuita, ed è presente in Europa e nel Nord America. La società disponeva al 31 dicembre 2009 di una capacità installata di 2,3 GW ed ha generato 4,9 TWh di energia elettrica nel corso del 2009, con un *load factor* pari al 28%⁵⁹;

	EV/EBITDA 2009	P/E 2009
Iberdrola Renovables	11,6 volte	27,7 volte
EDP Renovaveis	11,8 volte	31,7 volte
EDF Energies Nouvelles	16,8 volte	22,2 volte

Tali moltiplicatori sono stati elaborati in base a dati storici ed informazioni pubblicamente disponibili e sono riportati per ulteriore informazione ed illustrazione e a titolo puramente indicativo, senza alcuna pretesa di completezza. I dati si riferiscono a società selezionate dall'Emittente, in collaborazione con lo Sponsor, ritenute potenzialmente comparabili, utilizzando la capitalizzazione di mercato al 30 settembre 2010, gli ultimi dati patrimoniali pubblicamente disponibili, nonché i dati consolidati economici relativi all'esercizio 2009.

In particolare, le società selezionate possono essere considerate potenzialmente paragonabili all'Emittente in quanto le stesse sono attive nello stesso settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, peraltro operando in ambiti geografici, tecnologici e regolamentari parzialmente differenti; pertanto tali dati potrebbero risultare non rilevanti e non rappresentativi ove considerati in relazione alla specifica situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società o al contesto economico e normativo di riferimento. Non può infine escludersi che vi siano altre società che, con metodologie diverse da quelle adottate in buona fede nel Prospetto, potrebbero essere ritenute comparabili.

Si rappresenta altresì che i moltiplicatori sono stati redatti esclusivamente ai fini dell'inserimento nel Prospetto e potrebbero non essere i medesimi in operazioni diverse, seppur analoghe; la sussistenza di diverse condizioni di mercato, potrebbe condurre inoltre, in buona fede, ad analisi e valutazioni, in tutto o in parte, differenti da quelle rappresentate.

Tali dati non devono costituire il fondamento unico della decisione di investire nelle Azioni della Società e pertanto, al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento proposto, qualsiasi decisione deve basarsi sull'esame completo da parte dell'investitore del Prospetto nella sua interezza.

⁵⁷ Fonte: Dati societari.

⁵⁸ Fonte: Dati societari.

⁵⁹ Fonte: Dati societari. Il *load factor* è stato calcolato sulla media delle capacità installate a fine 2008 e fine 2009.

Il Prezzo Massimo delle Azioni è pari ad Euro 2,10 per Azione e coincide con il valore massimo dell'intervallo di valorizzazione indicativa.

Il controvalore del Lotto Minimo e del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato, calcolati sulla base del Prezzo Massimo, ammontano rispettivamente ad Euro 4.200 ed Euro 42.000, salva la facoltà dell'Azionista Venditore di ridurre il quantitativo di azioni del Lotto Minimo e del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato descritta nel Paragrafo 5.2.3, Sezione II, del Prospetto Informativo.

La capitalizzazione dell'Emittente sulla base del Prezzo Massimo ammonta ad Euro 10.500 milioni; la capitalizzazione dell'Emittente sulla base del valore minimo dell'intervallo di valorizzazione sopra individuato ammonta ad Euro 9.000 milioni.

La stima del ricavato complessivo derivante dall'Offerta Globale di Vendita, riferita al Prezzo Massimo, al netto delle commissioni massime riconosciute al Consorzio per l'Offerta Pubblica e al Consorzio per l'Offerta Istituzionale, è pari ad Euro 2.917 milioni.

La determinazione del Prezzo di Offerta delle Azioni avverrà secondo il meccanismo dell'*open price*.

Il Prezzo di Offerta, che non potrà essere superiore al Prezzo Massimo, sarà determinato dal Proponente, sentiti i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita al termine del Periodo di Offerta tenendo conto, tra l'altro, delle condizioni del mercato mobiliare domestico ed internazionale, della quantità e qualità delle manifestazioni di interesse ricevute dagli Investitori Istituzionali, della quantità della domanda ricevuta nell'ambito dell'Offerta Pubblica.

Il Prezzo di Offerta sarà il medesimo sia per l'Offerta Pubblica sia per l'Offerta Istituzionale.

Nessun onere o spesa aggiuntiva è prevista a carico degli aderenti all'Offerta Pubblica. Qualora l'aderente non intrattenga alcun rapporto di clientela con il Collocatore presso il quale viene presentata la richiesta di adesione potrebbe essergli richiesta l'apertura di un conto corrente ovvero il versamento di un deposito temporaneo infruttifero di importo pari al controvalore delle Azioni richieste calcolato sulla base del Prezzo Massimo. Tale versamento verrà restituito all'aderente, senza aggravio di commissioni o spese, qualora la richiesta di adesione presentata dallo stesso non venisse soddisfatta.

5.3.2 Comunicazione del Prezzo di Offerta

Il Prezzo di Offerta sarà reso noto mediante pubblicazione di apposito avviso integrativo su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale in Italia ed in Spagna e sul sito *Internet* della Società www.enelgreenpower.com entro due giorni lavorativi dal termine del Periodo di Offerta e trasmesso contestualmente alla Consob. L'avviso con cui verrà reso noto il Prezzo di Offerta conterrà, inoltre, il controvalore del Lotto Minimo e del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato (con indicazione dell'eventuale riduzione del Lotto Minimo e del Lotto Minimo di Adesione Maggiorato, di cui al precedente Paragrafo 5.1.6 del Prospetto Informativo), i dati relativi alla capitalizzazione della Società calcolati sulla base del Prezzo di Offerta e l'indicazione dei moltiplicatori di prezzo dell'Emittente calcolati sulla base del Prezzo di Offerta, nonché il ricavato complessivo derivante dall'Offerta Globale di Vendita, riferito al Prezzo di Offerta e al netto delle commissioni riconosciute al Consorzio per l'Offerta Pubblica e al Consorzio per l'Offerta Istituzionale.

5.3.3 Motivazione dell'esclusione del diritto di opzione

Non applicabile in quanto le Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita derivano esclusivamente da Azioni poste in vendita da Enel.

5.3.4 Differenza tra il Prezzo di Offerta e il prezzo delle azioni dell'Emittente pagato nel corso dell'anno precedente o da pagare da parte dei membri degli organi amministrativi, direzione, vigilanza, principali dirigenti o persone ad essi affiliate

I membri degli organi di amministrazione, direzione e vigilanza e gli altri Principali Dirigenti non hanno acquistato, nell'anno precedente l'Offerta, né nello stesso periodo è stato loro concesso il diritto di acquistare, azioni dell'Emittente ad un prezzo inferiore a quello dell'Offerta.

5.4 Collocamento, sottoscrizione e vendita

5.4.1 Nome e indirizzo dei Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita

L'Offerta Pubblica è coordinata e diretta da Mediobanca, con sede in Milano, Piazzetta Enrico Cuccia 1, che agisce in qualità di Responsabile del Collocamento.

Mediobanca agisce inoltre in qualità di *Sponsor*.

Le Azioni oggetto dell'Offerta Pubblica sono collocate al pubblico tramite un consorzio di collocamento e garanzia (il "**Consorzio per l'Offerta Pubblica**") al quale partecipano banche e società di intermediazione mobiliare (i "**Collocatori**"), il cui elenco verrà reso noto mediante deposito presso la Consob, la sede della Società ed i Collocatori medesimi, nonché mediante pubblicazione di un apposito avviso su almeno un quotidiano economico finanziario a tiratura nazionale entro il giorno antecedente l'inizio del Periodo di Offerta.

Nell'ambito del medesimo avviso saranno specificati i Collocatori che raccoglieranno le adesioni *online* del pubblico indistinto mediante il sistema di raccolta telematica (i "**Collocatori OnLine**").

Per informazioni in merito al consorzio di collocamento e garanzia per l'offerta pubblica in Spagna ed ai relativi collocatori si rinvia al successivo paragrafo 5.5.

L'Offerta Globale di Vendita è coordinata e diretta da Mediobanca, Banca IMI, Credit Suisse e Goldman Sachs, in qualità di Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita e in qualità di *Joint Global Coordinator* e *Joint Bookrunner* nell'ambito dell'Offerta Istituzionale.

5.4.2 Organismi incaricati del servizio finanziario

Il servizio titoli relativo alle Azioni sarà svolto, per conto della Società, da Servizio Titoli S.p.A con sede in Via Mantegna, n. 6, Milano la quale ha accettato l'incarico dell'Emittente con efficacia a partire dalla data di ammissione alla quotazione in Borsa Italiana.

5.4.3 Collocamento e garanzia

Le Azioni oggetto dell'Offerta Pubblica saranno collocate in Italia tra il pubblico tramite il Consorzio per l'Offerta Pubblica.

Il Consorzio per l'Offerta Pubblica garantirà un quantitativo di Azioni pari ad almeno il quantitativo minimo di Azioni oggetto dell'Offerta Pubblica.

Il contratto di collocamento e garanzia, che sarà stipulato tra l'Emittente, il Consorzio per l'Offerta Pubblica e l'Azionista Venditore, prevederà l'ipotesi che il Consorzio per l'Offerta Pubblica non sia tenuto all'adempimento degli obblighi di garanzia ovvero che detti obblighi possano essere revocati al verificarsi, tra l'altro, di circostanze straordinarie, come previste nella prassi internazionale, quali: (i) gravi mutamenti negativi nella situazione politica, finanziaria, economica, normativa, valutaria, o di mercato a livello

nazionale e/o internazionale di natura tale da rendere inattuabile o sconsigliabile procedere all'Offerta Globale di Vendita ovvero gravi mutamenti negativi che riguardino l'attività, la situazione finanziaria, patrimoniale, reddituale del Gruppo di natura tale da rendere inattuabile o sconsigliabile procedere all'Offerta Globale di Vendita; (ii) un grave inadempimento da parte dell'Emittente o dell'Azionista Venditore sopra indicato, alle obbligazioni di cui al Contratto di Collocamento e Garanzia per l'Offerta Pubblica; (iii) il mancato perfezionamento dell'accordo di garanzia per l'Offerta Istituzionale; (iv) il fatto che le dichiarazioni e garanzie prestate dall'Emittente e/o dall'Azionista Venditore nel contratto di collocamento e garanzia per l'Offerta Pubblica risultino non veritiere, complete o corrette in maniera tale da avere un effetto negativo rilevante sull'Offerta Globale di Vendita; (v) il mancato ottenimento del provvedimento di ammissione alle negoziazioni sul mercato MTA delle Azioni della Società da parte di Borsa Italiana e/o la revoca del provvedimento stesso.

Le Azioni oggetto dell'Offerta Istituzionale saranno collocate per il tramite del Consorzio per l'Offerta Istituzionale coordinato e diretto da Mediobanca, Banca IMI, Credit Suisse e Goldman Sachs.

La quota dell'Offerta Globale di Vendita non garantita dal Consorzio per l'Offerta Pubblica, ovvero l'ammontare inferiore che dovesse risultare a seguito della riduzione di cui al precedente Paragrafo 5.1.2 del presente Capitolo V del Prospetto Informativo, sarà garantita dal Consorzio per l'Offerta Istituzionale. L'Azionista Venditore e l'Emittente, al fine di regolare gli impegni di collocamento e garanzia, sottoscriveranno un apposito contratto con i partecipanti al Consorzio per l'Offerta Istituzionale (il "**Contratto Istituzionale**"). Il Contratto Istituzionale avrà per oggetto un numero massimo di Azioni, anche inferiore alla quantità inizialmente riservata, pari alle Azioni effettivamente assegnate nell'ambito dell'Offerta Globale di Vendita e non garantite dal Consorzio per l'Offerta Pubblica. Il Proponente e l'Emittente, da una parte, e i Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita dall'altra, potranno non addivenire alla stipula del Contratto di Collocamento e Garanzia per l'Offerta Istituzionale nel caso in cui non si raggiunga un livello adeguato in merito alla quantità e qualità della domanda da parte degli Investitori Istituzionali, secondo la prevalente prassi di mercato in analoghe operazioni, ovvero non si raggiunga l'accordo sul Prezzo di Offerta.

L'ammontare complessivo della commissione che il Proponente corrisponderà ai Collocatori ed al Consorzio per l'Offerta Istituzionale sarà non superiore al 1,85% del controvalore delle Azioni collocate nell'ambito dell'Offerta Globale di Vendita a seguito dell'eventuale esercizio dell'Opzione *Greenshoe*.

5.4.4 Data di stipula degli accordi di collocamento

Il contratto di collocamento e garanzia per l'Offerta Pubblica sarà stipulato prima dell'inizio dell'Offerta Pubblica; il Contratto Istituzionale sarà stipulato successivamente al termine del Periodo di Offerta.

5.5 L'Offerta Pubblica in Spagna

5.5.1 Periodo di validità, comprese eventuali modifiche, dell'Offerta Pubblica in Spagna e descrizione della procedura di adesione

Le adesioni relative all'offerta pubblica in Spagna ("**Offerta Pubblica in Spagna**") potranno essere presentate nel corso del periodo di adesione all'Offerta Pubblica in Spagna, in conformità con quanto stabilito nel paragrafo 5.1.3 di cui sopra. Eventuali modifiche del periodo di validità indicato dovranno essere realizzate conformemente alle disposizioni del paragrafo 5.1.3 di cui sopra.

La revoca dell'Offerta Pubblica in Italia determinerà l'automatica revoca dell'Offerta Pubblica in Spagna. La mancata quotazione delle Azioni presso i mercati regolamentati spagnoli non comporterà la revoca dell'Offerta Pubblica in Spagna, stante la negoziabilità dei titoli in Italia.

Per quanto concerne le modifiche all'Offerta Pubblica in Spagna, la chiusura anticipata o la proroga saranno realizzate conformemente alle disposizioni del paragrafo 5.1.3 di cui sopra. Il Prezzo per l'Offerta Pubblica Spagnola e i risultati dell'Offerta Pubblica in Spagna saranno pubblicati attraverso i corrispondenti annunci che saranno trasmessi alla CNMV.

Procedura di collocamento dell'Offerta Pubblica in Spagna

Le adesioni relative all'Offerta Pubblica in Spagna potranno essere presentate nel corso del periodo di adesione all'Offerta Pubblica in Spagna tramite la formulazione di domande di adesione vincolanti e non revocabili ("**Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna**").

L'Offerta Pubblica in Spagna avrà inizio alle ore 9:00 del 18 ottobre 2010 e si concluderà alle ore 16:30 del 29 ottobre 2010.

Ogni eventuale modifica sarà comunicata conformemente alle disposizioni del paragrafo 5.1.3 di cui sopra.

Le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna verranno formulate nel rispetto delle seguenti norme:

- (i) Le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna avranno carattere irrevocabile, e non consentiranno all'Aderente Spagnolo (come definito di seguito) di ridurre il suo importo.
- (ii) Dovranno essere presentate in via esclusiva presso gli Istituti Collocatori dell'Offerta Pubblica in Spagna o presso i rispettivi Istituti Collocatori autorizzati, elencati nel successivo paragrafo 5.5.7, conformemente alle modalità previste da ciascuno di essi. Eventuali variazioni dei dati di tali Istituti saranno oggetto di informazioni integrative al presente Prospetto Informativo tramite i meccanismi opportuni. Qualora l'investitore non disponga già di un conto corrente e di un conto titoli precedentemente aperti presso l'istituto a cui si affida per presentare la propria Domanda di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna, dovrà procedere alla loro apertura. L'apertura e la chiusura dei conti avverranno senza aggravio di spese o commissioni per l'investitore. Per quanto attiene alle spese derivanti dal mantenimento di tali conti, gli istituti di cui sopra potranno avvalersi della facoltà di applicare le commissioni previste a tal fine nei rispettivi tariffari.
- (iii) Dovranno essere presentate per iscritto e firmate da ciascun Aderente Spagnolo (secondo la definizione del termine di seguito fornita) per mezzo del relativo modulo che verrà fornito dall'Istituto Collocatore (o il Collocatore autorizzato). Non verranno accettate Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna in cui non figurino tutti i dati identificativi dell'Aderente Spagnolo richiesti ai sensi della legislazione vigente in materia per questo tipo di operazioni (nome e cognome o ragione sociale, indirizzo e Codice Fiscale o, nel caso di non residenti in Spagna che non dispongano di Codice Fiscale, numero di passaporto e cittadinanza). Nel caso di Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna realizzate in nome e per conto di soggetti minorenni, dovrà essere riportato il Codice Fiscale del minorenne o, in alternativa, la sua data di nascita ed il Codice Fiscale del suo rappresentante legale, senza che ciò implichi l'assegnazione del Codice Fiscale del rappresentante legale alla richiesta di adesione ai fini né della verifica del numero di Domande di Adesione realizzate in regime di contitolarità, né della verifica dell'Importo massimo di acquisto (secondo la definizione del termine fornita al paragrafo 5.5.2 di cui sotto) di cui al presente paragrafo 5.5. I dipendenti del Gruppo Enel dovranno identificarsi al momento della formulazione della loro Domanda di Adesione.

- (iv) Con il termine “**Aderente Spagnolo**” si fa riferimento a (i) persone fisiche o giuridiche residenti in Spagna, a prescindere dalla loro nazionalità e a (ii) persone fisiche o giuridiche non residenti in Spagna che possiedano la nazionalità di uno degli Stati membri dell’Unione europea, di uno degli Stati firmatari dell’Accordo e il Protocollo sullo Spazio Economico Europeo (Stati membri dell’Unione Europea, più Islanda e Norvegia) o del Principato di Andorra, a condizione che dispongano di conti correnti e conto titoli aperti presso uno degli Istituti Collocatori dell’Offerta in Spagna (o rispettivi Collocatori autorizzati) ed escludendo altresì, in qualsivoglia caso, che le azioni oggetto dell’Offerta Pubblica in Spagna possano venire considerate come oggetto di offerta pubblica in qualsiasi altro territorio o giurisdizione diversa dal territorio spagnolo.
- (v) Dovranno riportare indicazione autografa dell’Aderente Spagnolo dell’importo in Euro oggetto del suo investimento, che verrà impiegato per l’acquisto di azioni al Prezzo di Offerta che verrà determinato. Diversamente, si accetterà l’importo inserito mediante scrittura meccanica, a condizione che esso sia stato fissato dall’investitore che ne dovrà dare conferma tramite apposizione su di esso di propria firma autografa aggiuntiva.
- (vi) Le domande di adesione all’Offerta Pubblica in Spagna potranno essere inoltrate anche per via telematica (Internet) per mezzo degli Istituti Collocatori (o di eventuali collocatori autorizzati), disposti ad accettare Domande di Adesione all’Offerta Pubblica in Spagna pervenute mediante questa modalità, ed in possesso dei requisiti sufficienti per garantire la sicurezza e riservatezza delle relative transazioni. In questo caso:
- L’Aderente Spagnolo agirà in ottemperanza alle norme per l’accesso ed il collocamento stabilite dall’Istituto Collocatore, relativamente a tale modalità di collocamento, e l’Istituto Collocatore, a sua volta, si farà garante della veridicità e completezza delle Domande di Adesione all’Offerta Pubblica in Spagna inoltrate attraverso tale modalità ed assicurerà la riservatezza e l’archiviazione delle citate domande.
 - Prima di procedere al collocamento delle azioni, l’Aderente Spagnolo potrà avere accesso alle informazioni relative all’Offerta ed, in particolare, al Prospetto Informativo on-line. Nel caso in cui l’Aderente Spagnolo decida di accedere all’area di collocamento delle azioni on-line, l’istituto dovrà assicurarsi che lo faccia previa compilazione di un campo attestante la presa lettura del Prospetto e della sua sintesi (di qui in avanti la “**Sintesi**”).
 - In nessun caso l’importo della Domanda di Adesione all’Offerta Pubblica in Spagna potrà essere inferiore o superiore all’Importo minimo di acquisto e all’Importo massimo di acquisto fissati nel successivo paragrafo 5.5.2. Infine, l’Aderente Spagnolo dovrà indicare il numero del conto titoli sul quale desidera che venga effettuata l’assegnazione delle azioni della Società e del conto corrente su cui desidera che venga addebitato l’importo corrispondente. Se in possesso di più conti correnti e/o conti titoli aperti presso l’Istituto Collocatore (o i Collocatori autorizzati), dovrà sceglierne ed indicarne solamente uno. Qualora l’Aderente non sia ancora titolare di uno dei sopra citati tipi di conto presso l’Istituto Collocatore (o i Collocatori autorizzati), dovrà procedere alla relativa apertura secondo i termini stabiliti dall’istituto medesimo.
 - Gli Istituti Collocatori che accetteranno domande di adesione all’Offerta Pubblica in Spagna realizzate per via telematica confermeranno per iscritto nei contratti di garanzia e di collocamento dell’Offerta Pubblica in Spagna, sia la disponibilità da parte degli stessi e degli intermediari autorizzati di mezzi sufficienti per garantire la sicurezza e riservatezza delle transazioni che avvengano secondo la modalità impiegata, sia l’assunzione dell’impegno di

corrispondere un indennizzo agli Aderenti Spagnoli in caso di danno o pregiudizio arrecato loro in conseguenza del mancato rispetto da parte dei Collocatori autorizzati delle condizioni stipulate nei contratti di collocamento e garanzia dell'Offerta Pubblica in Spagna ai fini della gestione delle Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna per via telematica.

- In relazione al punto precedente, i seguenti istituti offriranno la possibilità di presentare la Domanda di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna per via telematica (Internet):
- Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ("la Caixa");
 - Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid (Caja Madrid);
 - Cajamadrid Bolsa, S.V.B., S.A..
- (vii) Il numero di azioni in cui verrà tramutata la richiesta di assegnazione basata sull'esecuzione della Domanda di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna sarà pari al quoziente risultante dalla divisione del già citato importo indicato in Euro per il Prezzo Massimo o il Prezzo dell'Offerta, qualora quest'ultimo sia noto, con arrotondamento per difetto all'unità intera.
- (viii) Tutte le singole richieste effettuate da uno stesso soggetto verranno considerate insieme ai fini della verifica di non superamento dell'Importo massimo di azioni, pervenendo così ad un'unica richiesta di assegnazione cumulativa che verrà considerata come tale ai fini del conteggio.
- (ix) Gli istituti ricettori delle Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna potranno esigere dai relativi Aderenti Spagnoli la corresponsione di fondi utili all'esecuzione delle stesse. Qualora, successivamente al riparto, annullamento della richiesta, sospensione dell'Offerta o sua revoca, si rendesse necessaria la restituzione, totale o parziale, ai richiedenti le azioni dei fondi corrisposti, tale restituzione dovrà avere come data di esecuzione la data del primo giorno lavorativo disponibile successivo alla data di assegnazione, annullamento, sospensione o revoca. Laddove per cause imputabili agli Istituti Collocatori (o ai Collocatori autorizzati) si verificasse un ritardo di qualsiasi entità rispetto alla scadenza indicata per la restituzione della parte eccedente o della totalità dei fondi ceduti, tali Istituti dovranno corrispondere gli interessi moratori calcolati in base al tasso di interesse legale del denaro in Spagna (attualmente fissato al 4%) e maturati a partire dalla scadenza di cui sopra fino al giorno stesso del loro pagamento all'Aderente.
- (x) Gli Istituti Collocatori (o i Collocatori autorizzati) avranno l'obbligo di rifiutare di dare corso a tutte le Domande di Adesione che non rispettino anche uno solamente dei requisiti necessari alla loro gestione.
- (xi) Gli Istituti Collocatori dovranno inviare a BBVA, in qualità di AGENT BANK (Banca Agente) (che opererà per conto dell'Azionista Venditore), e che a sua volta dovrà inviare immediatamente a Mediobanca (e all'Azionista Venditore), le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna ricevute entro le date e termini stabiliti nei contratti di garanzia e collocamento dell'Offerta Pubblica in Spagna. BBVA avrà la facoltà di rifiutare il ricevimento delle Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna che non siano state consegnate ai Collocatori entro i termini stabiliti nei contratti di garanzia e collocamento dell'Offerta Pubblica in Spagna, e informerà a riguardo Mediobanca. Per quanto riguarda i reclami per danni, o a qualsiasi altro titolo, eventualmente derivanti dal rifiuto di BBVA delle citate domande, gli unici responsabili nei confronti degli investitori saranno gli Istituti Collocatori che avessero

consegnato le domande senza rispettare i tempi previsti, in presenza di difetti oppure errori od omissioni sostanziali, senza in tal caso imputare alcun tipo di responsabilità all’Azionista Venditore, a Mediobanca, a BBVA, alla Società, o ai restanti Istituti di Garanzia e/o Collocatori.

5.5.2 Dettagli relativi alla quantità minima e/o massima richiesta (per numero di titoli e per importo totale dell’investimento)

L’importo minimo per la presentazione di una Domanda di Adesione all’Offerta Pubblica in Spagna è fissato in Euro 2.000 (l’“**Importo minimo di acquisto**”) e l’importo massimo è fissato in Euro 60.000 (l’“**Importo massimo di acquisto**”).

Ne consegue che non verranno prese in considerazione le richieste di assegnazione effettuate da uno stesso Aderente Spagnolo all’Offerta Pubblica in Spagna relativamente alla parte che supera l’Importo massimo di acquisto, sia che si tratti di richieste formulate individualmente, sia di richieste in regime di contitolarità.

Le verifiche sull’Importo massimo di acquisto descritte nel presente paragrafo verranno svolte utilizzando come dato identificativo il Codice Fiscale o il numero di passaporto degli Aderenti Spagnoli e, nel caso di Aderenti minorenni, la data di nascita. In caso di date di nascita identiche, verrà impiegato ai fini della citata verifica il nome di ogni Aderente minorenne.

A tal fine, le Domande di Adesione all’Offerta in Spagna effettuate a nome di un gruppo di persone verranno considerate come realizzate da ognuna di esse in misura proporzionale al quantitativo richiesto indicato sulla Domanda.

Al fine di calcolare l’Importo massimo di acquisto per ogni singolo Aderente Spagnolo, qualora tutti gli Aderenti Spagnoli di una domanda, senza eccezione alcuna, figurino in varie domande, tali domande verranno unite dando luogo ad un’unica domanda di acquisto.

Nel caso in cui uno degli Aderenti Spagnoli eccedesse l’Importo massimo di acquisto, ci si atterrà alle norme seguenti:

- Si eliminerà l’importo relativo alle Domande di Adesione all’Offerta Pubblica in Spagna nella misura necessaria affinché, nel suo insieme, la richiesta di adesione dell’Aderente Spagnolo non oltrepassi l’Importo massimo di acquisto. Conseguentemente, nel caso in cui uno stesso Aderente Spagnolo presentasse una o varie Domande di Adesione all’Offerta Pubblica in Spagna che nell’insieme oltrepassano l’Importo massimo di acquisto, si procederà all’eliminazione delle Domande presentate eccedenti tale limite.
- Nel caso in cui uno stesso Aderente Spagnolo realizzasse diverse richieste in regime di contitolarità, si procederà come segue:
 - (i) Lo stesso soggetto non potrà formulare più di due domande di adesione congiuntamente con altra/e persona/e in regime di contitolarità. Qualora lo stesso soggetto formulasse più di due domande di adesione in regime di contitolarità, queste verranno interamente annullate, rimanendo valide solamente la o le domande di adesione formulate individualmente.
 - (ii) Conformemente a quanto definito al paragrafo (i) di cui sopra, le domande in cui compaia più di un titolare verranno divise in un numero di domande pari al numero dei titolari in esse presenti e ad ogni titolare verrà assegnato l’importo totale indicato in ognuna delle domande originali.
 - (iii) Verranno raggruppate tutte le domande ottenute tramite il procedimento descritto nel comma (ii) in cui figuri lo stesso titolare.

- (iv) Nel caso in cui, considerate nel loro insieme, le domande dello stesso tipo presentate da uno stesso titolare secondo le modalità stabilite nei commi (ii) e (iii), eccedessero l'Importo massimo di acquisto, si procederà all'attribuzione proporzionale di tale quantità eccedente (ai fini della successiva eliminazione in conformità con le norme stabilite) alle domande interessate, tenendo presente che nel caso in cui una richiesta fosse oggetto di più operazioni di ridistribuzione di eccedenze al di sopra dell'Importo massimo di acquisto, verrà applicata quella la cui riduzione sia di importo maggiore.

5.5.3 Pagamento e consegna dei titoli dell'Offerta Pubblica in Spagna

Gli Istituti Collocatori dell'Offerta Pubblica in Spagna (il cui elenco è contenuto nel successivo paragrafo 5.5.7) addebiteranno sul conto degli investitori gli importi relativi alle azioni assegnate in via definitiva ad ognuno di essi alla data di liquidazione dell'Offerta Pubblica in Spagna (3 novembre 2010), in via del tutto separata dalla eventuale richiesta di pagamento per la gestione effettuata per loro conto. Tali istituti verseranno poi l'importo pagato dai già citati assegnatari, tramite le procedure di liquidazione concordate da Iberclear e BBVA, in qualità di AGENT BANK (Banca Agente) sul corrispondente conto corrente in ogni singolo caso.

Entro e non oltre il giorno 3 novembre 2010, BBVA comunicherà a Iberclear le informazioni relative agli investitori assegnatari delle azioni relative all'Offerta Pubblica in Spagna, cosicché possa avvenire l'assegnazione delle quantità registrate in base alle informazioni ricevute dagli Istituti Collocatori dell'Offerta Pubblica in Spagna. Le azioni allocate nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Spagna saranno rese disponibili agli aderenti investitori che ne risultino assegnatari nella mattina del 4 novembre.

Nell'arco dello stesso giorno, ad orario molto inoltrato Mediobanca e BBVA invieranno il resoconto dell'assegnazione definitiva delle azioni ad ognuno degli Istituti Collocatori dell'Offerta Pubblica in Spagna, i quali a loro volta lo notificheranno agli Aderenti Spagnoli che da tale operazione risultino assegnatari.

Le azioni oggetto dell'Offerta Pubblica in Spagna, così come le azioni che potrebbero essere oggetto di *claw back* a favore dell'Offerta Pubblica in Spagna ai sensi del precedente paragrafo 5.2.3 (b), sono depositate in un conto titoli aperto da Enel con BBVA e destinate all'Offerta Pubblica in Spagna.

5.5.4 Piano di riparto e assegnazione

L'Offerta Pubblica in Spagna è destinata ai seguenti soggetti e istituti:

- (i) Aderenti Spagnoli, secondo la definizione del termine fornita precedentemente; e
- (ii) dipendenti delle società del Gruppo Enel residenti in Spagna, indipendentemente dalla loro cittadinanza e che abbiano un rapporto di lavoro a tempo indeterminato o determinato al 31 agosto 2010 con la società corrispondente.

All'Offerta Pubblica in Spagna saranno inizialmente destinate un minimo di 35.375.000 azioni, che rappresentano il 2,5% della quota totale di azioni oggetto dell'Offerta (meno l'opzione *Greenshoe*). Per quanto attiene alle eventuali modifiche della quota di azioni inizialmente destinata all'Offerta Pubblica in Spagna, si applicherà quanto previsto dal paragrafo 5.2.3 (b) di cui sopra. In tutti i casi, l'aumento della dimensione definitiva dell'Offerta Pubblica in Spagna richiederà l'approvazione di BBVA. L'importo definitivo dell'Offerta Pubblica in Spagna verrà determinato entro e non oltre il 30 ottobre 2010 precedentemente rispetto al riparto che verrà effettuato entro e non oltre le ore 24:00 del giorno 3 novembre 2010.

Riparto nell'Offerta Pubblica in Spagna

Al fine di realizzare l'attività di riparto descritta nel presente paragrafo, le richieste di acquisto espresse in Euro verranno tramutate in richieste di acquisto espresse in numero di azioni, tramite la divisione degli importi in Euro per il Prezzo Massimo o il Prezzo dell'Offerta, qualora questo sia noto. Nel caso di cifre decimali, si procederà all'arrotondamento per difetto all'unità intera.

Qualora, nel momento in cui vengono realizzate le attività di riparto, il Prezzo dell'Offerta non sia noto, verrà utilizzato il Prezzo Massimo per portare a termine, con il dovuto anticipo, dette operazioni di riparto e assegnazione basandosi su un criterio matematico oggettivo e non discriminatorio nei confronti degli investitori. Da ultimo, nel caso in cui il Prezzo dell'Offerta fosse inferiore al Prezzo Massimo, ciò non avrà ripercussioni sul riparto effettuato, salvo che l'entità dell'investimento verrebbe in questo caso ridotta dal momento che viene ridotto il prezzo di ogni singola azione.

Laddove le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna eccedessero la quota totale di azioni destinate in via definitiva all'Offerta Pubblica in Spagna, il riparto fra le richieste di acquisto verrà svolto in conformità con i seguenti principi:

- (i) Verranno considerate soltanto le domande dell'Offerta Pubblica in Spagna non respinte dagli Istituti Collocatori o da BBVA, in qualità di AGENT BANK (Banca Agente) per inadempienza dei requisiti stabiliti.
- (ii) Quando in un gruppo di sottoscrittori, tutti gli Aderenti senza eccezione alcuna partecipino a varie richieste di acquisto basate sulle Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna, le varie richieste verranno accorpate dando luogo a un'unica richiesta di acquisto. Le azioni assegnate alle Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna, considerate unitariamente, verranno ripartite proporzionalmente fra le domande interessate.
- (iii) In primo luogo, verranno soddisfatte le domande presentate da dipendenti delle società del Gruppo Enel residenti in Spagna, garantendo loro un quantitativo minimo di 2.000 azioni, oppure qualora l'importo in euro compreso nella Domanda corrisponda a un numero di azioni inferiore, le azioni che corrispondano all'importo totale della rispettiva Domanda.
- (iv) In seguito verranno soddisfatte inizialmente tutte le domande di adesione all'Offerta Pubblica in Spagna, senza eccezione alcuna, per un quantitativo di azioni pari all'unità intera, arrotondata per difetto, che risulti dalla divisione della cifra dell'Importo minimo di acquisto per il Prezzo Massimo o il Prezzo dell'Offerta, qualora questo sia noto ("**Lotto Minimo di Azioni**").

Tuttavia, qualora la domanda generata nell'Offerta Pubblica in Spagna fosse di entità tale da rendere impossibile l'assegnazione ad ogni Aderente Spagnolo del Lotto Minimo di Azioni, l'Azionista Venditore, previo accordo unanime con BBVA nella sua qualità di *Lead Manager* e *Bookrunner* dell'Offerta Pubblica in Spagna, e Mediobanca, nel pieno esercizio delle proprie facoltà di redistribuzione fra *tranche* dell'operazione, potranno decidere di incrementare la quota inizialmente destinata all'Offerta Pubblica in Spagna nella misura necessaria ad assegnare il Lotto Minimo di Azioni di cui sopra al maggior numero possibile di Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna o, ove possibile, alla totalità di esse.

- (v) Ove la quota di azioni destinata all'Offerta Pubblica in Spagna non fosse sufficiente ad assegnare il Lotto Minimo di Azioni a tutte le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna, tale assegnazione avverrà nel rispetto della prassi descritta di seguito:
- Disposizione in ordine alfabetico di tutte le Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna, secondo il contenuto della prima casella del campo "Nome e Cognome o Ragione Sociale", indipendentemente dal contenuto delle quaranta caselle di tale campo, in base al formato Appendice 1 del Quaderno 61 distribuito con la Circolare 1484 dell'Associazione Bancaria Spagnola (AEB – Asociación Española de Banca), viene inviata al Responsabile per il Collocamento dagli Istituti di Garanzia o Collocatori. Laddove siano presenti investitori i cui dati anagrafici, secondo le informazioni inviate, coincidano, essi verranno ordinati in base al quantitativo della rispettiva Domanda di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna in ordine decrescente, vale a dire dal quantitativo maggiore al quantitativo minore, ed in caso di regime di contitolarità verrà considerato come riferimento il primo titolare che figuri sulla prima domanda di adesione trovata.
 - Assegnazione del Lotto Minimo di Azioni alla domanda, nell'elenco ottenuto secondo la procedura descritta nel punto precedente, la cui prima casella del campo "Nome e Cognome o Ragione Sociale" coincida con la lettera "E" (iniziale della denominazione sociale dell'Emittente). Partendo da questa domanda si continuerà nel soddisfacimento delle richieste seguendo l'ordine dell'elenco fino ad esaurimento delle azioni della quota destinata all'Offerta Pubblica in Spagna. Qualora le azioni della quota non fossero sufficienti per assegnare il Lotto Minimo di Azioni all'ultimo Aderente Spagnolo che risulti assegnatario di azioni, iniziando con la lettera "E", le azioni residue non verranno assegnate a tale ultimo Aderente Spagnolo, bensì si procederà al riparto di queste azioni fra le richieste di acquisto alle quali siano state assegnate azioni, seguendo lo stesso criterio del campo "Nome e Cognome o Ragione Sociale" e dell'ordine alfabetico iniziando dalla lettera "E", assegnando le azioni residue al primo Aderente Spagnolo nell'elenco fino al raggiungimento del Lotto Minimo di Azioni e continuando, se necessario, seguendo con quelle successive fino ad esaurimento delle azioni residue.
- (vi) Qualora in base alla prima parte del paragrafo (v) di cui sopra, si sia giunti all'assegnazione del Lotto Minimo di Azioni a tutti gli Aderenti Spagnoli, e qualora esistano azioni in eccedenza, verrà realizzata un'ulteriore assegnazione lineare per il Lotto Minimo di Azioni. Ove il numero di azioni destinate all'Offerta Pubblica in Spagna non fosse sufficiente ad assegnare una seconda assegnazione del Lotto Minimo di Azioni a tutte le domande dell'Offerta Pubblica in Spagna, tale assegnazione verrà effettuata secondo quanto stabilito nel paragrafo (iv) di cui sopra.
- (vii) Nel caso in cui, conformemente a quanto stabilito nel primo paragrafo del comma (vi) di cui sopra, sia stato possibile effettuare la seconda assegnazione del Lotto Minimo di Azioni a tutti gli Aderenti Spagnoli, le azioni che residuino saranno assegnate proporzionalmente alla parte di Domande di Adesione all'Offerta Pubblica in Spagna non ancora pienamente soddisfatte. A tal fine, il numero di azioni in attesa di assegnazione verrà diviso per la quantità totale di domanda non soddisfatta nell'Offerta Pubblica in Spagna.

Quali norme generali del citato riparto si stabiliscono i seguenti principi:

- In caso di numeri decimali nella procedura di assegnazione, si procederà all'arrotondamento per difetto all'unità intera, così da ottenere un numero intero di azioni da assegnare.

- Anche le percentuali da utilizzare ai fini dell'assegnazione proporzionale verranno arrotondate per difetto fino alle prime tre cifre decimali (ossia 0,78974 verrà arrotondato a 0,789).
 - A nessun investitore potrà essere assegnato un quantitativo di azioni superiore a quello indicato nella sua richiesta.
- (viii) Qualora, in seguito alla realizzazione del riparto di cui al precedente comma (vii), ci fosse un eccesso di azioni residue dovuto all'effetto dell'arrotondamento, tali azioni verranno distribuite singolarmente, vale a dire una per una, seguendo come criterio il quantitativo riportato nella domanda di adesione iniziale ed in ordine decrescente, vale a dire dalla domanda con il quantitativo maggiore a quella con il quantitativo minore, ed in caso di quantitativi identici in base all'ordine alfabetico degli Aderenti Spagnoli ordinati secondo la prima casella del campo "Nome e Cognome o Ragione Sociale", indipendentemente dal suo contenuto (qualora ci siano investitori diversi i cui dati anagrafici, stando all'informazione inviata, coincidano, essi verranno ordinati in base all'entità delle loro domande di adesione in ordine decrescente ed in caso di regimi di contitolarità verrà considerato come riferimento il primo titolare che figuri sulla prima domanda trovata, iniziando la disposizione in ordine alfabetico sempre dalla lettera "E").

Il riparto descritto nel presente paragrafo sarà effettuato da BBVA, in qualità di AGENT BANK (Banca Agente) entro e non oltre la data di liquidazione dell'Offerta Pubblica in Spagna (3 novembre 2010).

Sottoscrizioni multiple.

Sono ammesse richieste d'acquisto formulate in regime di contitolarità da parte degli Aderenti all'Offerta Pubblica in Spagna.

Tuttavia, si precisa che lo stesso soggetto non potrà formulare più di due domande di adesione congiuntamente con altra/e persona/e in regime di contitolarità. Qualora lo stesso soggetto formulasse più di due domande di adesione in regime di contitolarità, queste verranno interamente annullate, rimanendo valide solamente la o le domande di adesione formulate individualmente.

Al fine di verificare il limite massimo di azioni per ogni singolo Aderente Spagnolo, quando tutti gli Aderenti Spagnoli di una richiesta figurino, senza eccezione alcuna, in varie richieste d'acquisto, tali richieste verranno unite dando luogo ad un'unica richiesta che verrà considerata come tale ai fini del conteggio.

Il numero massimo di domande che possono essere formulate in regime di contitolarità è indipendente dall'Importo massimo di acquisto di cui al paragrafo 5.5.2 di cui sopra.

5.5.5 Incentivi

Potranno godere dell'assegnazione gratuita di azioni della Società tutti gli investitori che mantengano, come minimo, il numero di azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Spagna, per un periodo continuativo di 12 (dodici) mesi dalla data di ammissione delle azioni alla negoziazione nelle borse valori spagnole. Tale assegnazione gratuita consiste nel rilascio di una (1) azione gratuita per ogni venti (20) azioni acquisite nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Spagna fino a un massimo di 300 azioni gratuite.

Il numero di azioni gratuite corrisposto a ogni investitore in caso di frazionamenti, corrisponderà al numero di azioni calcolato in base a quanto descritto nel paragrafo di cui sopra, arrotondato per difetto al numero intero immediatamente precedente. Ovvero, se il totale di azioni gratuite fosse – per esempio – di 25,3 azioni, il numero di azioni gratuite assegnate corrisponderebbe a 25 azioni.

Gli investitori risultanti assegnatari delle azioni dovranno richiedere ai propri Istituti di Deposito che richiedano a BBVA, in qualità di AGENT BANK (Banca Agente) l'assegnazione gratuita delle azioni corrispondenti in conformità alle condizioni dell'Offerta Pubblica in Spagna. L'assegnazione gratuita dovrà essere richiesta alla Banca Agente entro e non oltre il 31 dicembre 2011, data oltre la quale non si accetteranno più domande di assegnazione gratuita delle azioni.

Gli investitori che trasferiscono a un altro istituto di deposito le azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Spagna prima della data di maturazione dell'incentivo, sono tenuti a (i) informare l'istituto di deposito ricevente del numero di azioni originanti dall'Offerta Pubblica in Spagna, nonché (ii) dichiarare che tale trasferimento include tutte le azioni assegnate e che il saldo, al momento del trasferimento, non è mai diminuito nel numero di azioni assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Spagna, al fine di preservare i diritti descritti nel presente paragrafo.

5.5.6 Indicazione dell'importo delle spese e le imposte addebitate in maniera specifica all'acquirente

L'importo che gli assegnatari delle azioni dell'offerta Pubblica in Spagna saranno tenuti a pagare equivarrà solamente al prezzo delle stesse, a condizione che le richieste di acquisto siano state inoltrate esclusivamente tramite gli Istituti Collocatori (o collocatori autorizzati) dell'Offerta Pubblica in Spagna.

Analogamente, l'iscrizione delle azioni nei registri contabili con il nome degli assegnatari da parte degli istituti affiliati a Iberclear non darà luogo ad alcun esborso a carico degli assegnatari stessi. Fermo restando quanto appena indicato, i citati istituti affiliati potranno stabilire, in conformità con la legislazione vigente, le commissioni e spese imponibili che verranno da essi determinati liberamente in relazione all'attività di gestione dei titoli o alla loro custodia nei registri contabili.

5.5.7 Istituti membri del Consorzio di Garanzia e Collocamento dell'Offerta Pubblica in Spagna

Di seguito vengono indicati gli istituti che partecipano alla garanzia e al collocamento dell'Offerta Pubblica in Spagna:

OFFERTA PUBBLICA IN SPAGNA		
Lead Manager e Bookrunner dell'Offerta Pubblica in Spagna	BBVA Mediobanca	Plaza de San Nicolás, 4, 48001 Bilbao (Vizcaya)
Istituto di Garanzia (non Collocatore)	Mediobanca	Piazzetta Enrico Cuccia n. 1, Milano
Istituti di Garanzia e Collocatori dell'Offerta Pubblica in Spagna	BBVA Caja Madrid Caixa	Plaza de San Nicolás, 4, 48001 Bilbao (Vizcaya) Plaza de Celenque no 2, 28013 Madrid Avda Diagonal, 621-629, 08028 Barcelona

Inoltre, faranno le veci di Istituti Collocatori autorizzati degli Istituti di Garanzia e/o Collocatori dell'Offerta Pubblica in Spagna i seguenti Istituti:

In qualità di Istituti Collocatori Autorizzati di BBVA:

- Banca Depositaria BBVA, S.A..

In qualità di Istituti Collocatori Autorizzati di Caja Madrid:

- Altae Banco Privado, S.A.;
- Banco Inversis Net, S.A.;
- Cajamadrid Bolsa, S.V.B., S.A..

L'AGENT BANK (Banca Agente) dell'Offerta Pubblica in Spagna è Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., con sede sociale a Bilbao (Vizcaya), plaza de San Nicolás, 4.

Si prevede la stipula di un contratto di collocamento e garanzia in linea con la prassi di mercato per operazioni simili.

CAPITOLO VI – AMMISSIONE ALLA NEGOZIAZIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE

6.1 Mercati di quotazione

La Società ha presentato a Borsa Italiana domanda di ammissione alla quotazione delle proprie azioni ordinarie sul MTA.

Borsa Italiana, con provvedimento n. 6796 dell'11 ottobre 2010, ha disposto l'ammissione alla quotazione sul MTA.

È previsto che la Società presenti domanda di ammissione a quotazione delle proprie azioni ordinarie su mercati regolamentati spagnoli (Madrid, Barcellona, Bilbao, Valencia) nonché sul sistema automatico SIBE.

La data di inizio delle negoziazioni delle azioni ordinarie dell'Emittente sul MTA sarà disposta da Borsa Italiana ai sensi dell'art. 2.4.3, comma sesto, del Regolamento di Borsa, previa verifica della sufficiente diffusione tra il pubblico delle Azioni a seguito dell'Offerta Globale di Vendita.

6.2 Altri mercati in cui le azioni o altri strumenti finanziari dell'Emittente sono negoziati

Alla Data del Prospetto, le azioni della Società non sono quotate in nessun altro mercato regolamentato o equivalente italiano o estero.

6.3 Altre operazioni

Non sono previste in prossimità della quotazione altre operazioni di vendita, sottoscrizione o di collocamento privato di strumenti finanziari della stessa categoria di quelli oggetto dell'Offerta Globale di Vendita.

6.4 Intermediari nelle operazioni sul mercato secondario

Nell'ambito dell'Offerta Globale di Vendita, alla Data del Prospetto, nessun soggetto ha assunto l'impegno di agire come intermediario nelle operazioni sul mercato secondario.

6.5 Stabilizzazione

Mediobanca si riserva la facoltà, anche in nome e per conto dei membri del Consorzio per l'Offerta Pubblica e del Consorzio per l'Offerta Istituzionale, di effettuare attività di stabilizzazione sulle Azioni collocate in ottemperanza alla normativa vigente. Tale attività potrà essere svolta dalla data di inizio delle negoziazioni delle Azioni e fino ai 30 giorni successivi a tale data.

Non vi è comunque certezza che l'attività di stabilizzazione venga effettivamente esercitata; la medesima, peraltro, potrà essere interrotta in qualsiasi momento.

Le operazioni di stabilizzazione, se intraprese, potrebbero determinare un prezzo di mercato superiore al prezzo che verrebbe altrimenti a prevalere.

CAPITOLO VII – POSSESSORI DI STRUMENTI FINANZIARI CHE PROCEDONO ALLA VENDITA

7.1 Azionisti Venditori

L’Azionista Venditore che procederà alla vendita delle Azioni nell’ambito dell’Offerta Globale di Vendita è ENEL S.p.A. con sede in Roma, Viale Regina Margherita 137.

7.2 Strumenti finanziari offerti in vendita

Le Azioni sono offerte in vendita dall’Azionista Venditore.

La seguente tabella illustra la compagine sociale dell’Emittente alla Data del Prospetto e la sua evoluzione in caso di integrale collocamento delle Azioni oggetto dell’Offerta Globale di Vendita e di integrale esercizio della *Greenshoe*.

Azionisti	Azioni post Offerta Pubblica di Vendita	% sul capitale sociale	Azioni oggetto della <i>Greenshoe</i>	Azioni post Offerta Pubblica di Vendita e <i>Greenshoe</i>	% sul capitale sociale
ENEL S.p.A.	3.585.000.000	71,7	210.000.000	3.375.000.000	67,5
Mercato	1.415.000.000	28,3		1.625.000.000	32,5
Totale	5.000.000.000	100	210.000.000	5.000.000.000	100

7.3 Accordi di *Lock-Up*

L’Azionista Venditore assumerà l’impegno nei confronti dei Coordinatori dell’Offerta Globale di Vendita dalla data di sottoscrizione dell’Accordo di *Lock-Up* e fino a 180 giorni decorrenti dalla data di inizio delle negoziazioni delle Azioni, a non effettuare operazioni di vendita, atti di disposizione e/o comunque operazioni che abbiano per oggetto e/o per effetto l’attribuzione e/o il trasferimento a terzi, a qualunque titolo e sotto qualsiasi forma, della proprietà o di altro diritto sulle azioni della Società (ovvero di altri strumenti finanziari, inclusi quelli partecipativi, che attribuiscono il diritto di acquistare, sottoscrivere, convertire in, e/o scambiare con, azioni della Società), nonché a non stipulare contratti derivati sulle azioni della Società e/o comunque effettuare operazioni su strumenti derivati, che abbiano i medesimi effetti, anche solo economici, delle operazioni sopra richiamate, senza il preventivo consenso scritto dei Coordinatori dell’Offerta Globale di Vendita, consenso che non potrà essere irragionevolmente negato. Tale impegno riguarderà la totalità delle azioni possedute dall’Azionista Venditore salve le Azioni vendute nell’ambito dell’Offerta Globale di Vendita e quelle eventualmente oggetto della *Greenshoe* o del prestito titoli di cui al Paragrafo 5.2.5.

L’Azionista Venditore si impegnerà, inoltre, per un medesimo periodo, a non promuovere e/o approvare operazioni di aumento di capitale e/o di emissione di prestiti obbligazionari convertibili in (e/o scambiabili con) azioni e/o in buoni di acquisto/sottoscrizione in azioni della Società ovvero di altri strumenti finanziari, anche partecipativi, che conferiscano il diritto di acquistare, sottoscrivere, scambiare con o convertire in azioni della Società, senza il preventivo consenso scritto dei Coordinatori dell’Offerta Globale di Vendita, consenso che non potrà essere irragionevolmente negato.

Società

Si segnala, inoltre, che la Società assumerà l'impegno nei confronti dei Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita dalla data di sottoscrizione dell'Accordo di *Lock-Up* e fino a 180 giorni decorrenti dalla data di inizio delle negoziazioni delle Azioni, a non effettuare operazioni di vendita, atti di disposizione o comunque operazioni che abbiano per oggetto e/o per effetto l'attribuzione e/o il trasferimento a terzi, a qualunque titolo e sotto qualsiasi forma, della proprietà o di altro diritto sulle azioni della Società (ovvero di altri strumenti finanziari, inclusi quelli partecipativi, che attribuiscono il diritto di acquistare, sottoscrivere, convertire in, e/o scambiare con, azioni della Società), nonché a non stipulare contratti derivati sulle azioni della Società e/o comunque effettuare operazioni su strumenti derivati, che abbiano i medesimi effetti, anche solo economici, delle operazioni sopra richiamate, senza il preventivo consenso scritto dei Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, consenso che non potrà essere irragionevolmente negato. Tale impegno non riguarderà le azioni riservate ai piani di incentivazione e/o di *stock option* e/o di *stock granting* della Società.

La Società si impegnerà, inoltre, per il medesimo periodo a non promuovere e/o approvare operazioni di aumento di capitale e/o di emissione di prestiti obbligazionari convertibili in (e/o scambiabili con) azioni e/o in buoni di acquisto/sottoscrizione di azioni della Società ovvero di altri strumenti finanziari, anche partecipativi, che conferiscano il diritto di acquistare, sottoscrivere, scambiare con o convertire in azioni della Società, senza il preventivo consenso scritto dei Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita, consenso che non potrà essere irragionevolmente negato. Restano in ogni caso salve le operazioni di disposizione eseguite in ottemperanza a obblighi di legge o regolamentari.

CAPITOLO VIII – SPESE LEGATE ALL’OFFERTA**8.1 Proventi netti totali e stima delle spese totali legate all’Offerta Globale**

Il ricavato stimato derivante dall’Offerta Globale di Vendita spettante all’Azionista Venditore, riferito all’intervallo di valorizzazione indicativa, al netto delle commissioni riconosciute al Consorzio per l’Offerta Pubblica ed al Consorzio per l’Offerta Istituzionale, è compreso tra un minimo di Euro 2.500 milioni e un massimo di Euro 2.917 milioni.

Il ricavato stimato derivante dall’Offerta Globale di Vendita, calcolato sulla base del Prezzo di Offerta, al netto delle commissioni riconosciute al Consorzio per l’Offerta Pubblica ed al Consorzio per l’Offerta Istituzionale, verrà comunicato al pubblico dalla Società e dall’Azionista Venditore nell’ambito dell’avviso integrativo con il quale sarà reso noto il Prezzo di Offerta e contestualmente comunicato alla Consob secondo le modalità specificate nella Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.3.2 del Prospetto Informativo.

Si stima che le spese relative al processo di quotazione della Società e all’Offerta Globale di Vendita, comprese le spese di pubblicità, escluse le commissioni riconosciute al Consorzio per l’Offerta Pubblica e al Consorzio per l’Offerta Istituzionale (cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.4.3 del Prospetto), potrebbero essere pari a circa Euro 50 milioni e saranno sostenute dall’Azionista Venditore.

L’importo delle spese relative al processo di quotazione della Società e all’Offerta Globale di Vendita, comprese le spese di pubblicità, escluse le commissioni riconosciute al Consorzio per l’Offerta Pubblica e al Consorzio per l’Offerta Istituzionale, verrà comunicato al pubblico dalla Società e dall’Azionista Venditore nell’ambito dell’avviso integrativo con il quale sarà reso noto il Prezzo di Offerta e contestualmente comunicato alla Consob secondo le modalità specificate nella Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.3.2 del Prospetto Informativo.

CAPITOLO IX – DILUIZIONE

9.1 Diluizione derivante dall’Offerta Globale di Vendita

La vendita delle Azioni offerte dall’Azionista Venditore non comporta l’emissione di azioni della Società e pertanto non comporta alcun effetto di diluizione.

CAPITOLO X – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

10.1 Soggetti che partecipano all'operazione

La tabella che segue indica i soggetti che partecipano all'Offerta Globale di Vendita, la sede legale e la relativa qualifica.

DENOMINAZIONE	SEDE LEGALE	RUOLO
Enel Green Power S.p.A.	Roma, Viale Regina Margherita n. 125	Emittente
Enel S.p.A.	Roma, Viale Regina Margherita n. 137	Azionista Venditore
Mediobanca – Banca di Credito Finanziario S.p.A.	Milano, Piazzetta Enrico Cuccia n. 1	Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita Responsabile del Collocamento e Sponsor
Banca IMI S.p.A.	Milano, Largo Mattioli, 3	Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita
Credit Suisse Securities (Europe) Limited	London, One Cabot Square	Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita
Goldman Sachs International	London, Peterborough Court, 133 Fleet Street	Coordinatore dell'Offerta Globale di Vendita
KPMG S.p.A.	Milano, Via Vittor Pisani n. 25	Società di revisione dell'Emittente

10.2 Altre informazioni sottoposte a revisione

La Sezione Seconda del Prospetto non contiene informazioni aggiuntive, rispetto a quelle contenute nella Sezione Prima, che siano state sottoposte a revisione contabile completa o limitata.

10.3 Pareri o relazioni redatte da esperti

Fermo restando le fonti di mercato indicate nella Sezione Prima, Capitolo VI, nel Prospetto non vi sono pareri o relazioni attribuite a esperti.

10.4 Informazioni provenienti da terzi

Le informazioni provenienti da terzi contenute nel Prospetto sono state riprodotte fedelmente e, per quanto l'Emittente sappia o sia in grado di accertare sulla base delle informazioni pubblicate dai terzi in questione, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere le informazioni riprodotte inesatte o ingannevoli. Se del caso, le fonti delle informazioni sono riportate in nota alle parti rilevanti del Prospetto.

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

DEFINIZIONI

Si riporta di seguito un elenco delle definizioni e dei termini utilizzati all'interno del Prospetto Informativo. Tali definizioni e termini, salvo diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

Azioni	Le azioni ordinarie di Enel Green Power oggetto dell'Offerta Globale di Vendita.
Azionista Venditore o Proponente	Enel S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita, n. 137.
Azionisti Enel	Le persone fisiche e giuridiche residenti o aventi sede sociale in Italia che, alla data del 30 settembre 2010, detengono azioni ordinarie Enel depositate nel proprio conto titoli e che a tale data non abbiano impartito alcuna disposizione avente ad oggetto il trasferimento o vendita <i>in toto</i> delle suddette azioni, ovvero coloro che, alla stessa data, abbiano acquistato azioni ordinarie di Enel, non ancora liquidate, e alla stessa data, non abbiano impartito alcuna disposizione avente ad oggetto il trasferimento o vendita <i>in toto</i> delle azioni.
Banca IMI	Banca IMI S.p.A., con sede in Milano, Largo Mattioli, n. 3.
BBVA	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., con sede in Bilbao, Plaza de San Nicolàs, n. 4.
Borsa Italiana	Borsa Italiana S.p.A., con sede in Milano, Piazza degli Affari n. 6.
Codice di Autodisciplina	Il Codice di Autodisciplina delle società quotate predisposto dal Comitato per la <i>corporate governance</i> delle società quotate.
Consob	Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con sede in Roma, Via G.B. Martini n. 3.
Consorzio per l'Offerta Istituzionale	Il consorzio di collocamento e garanzia per l'Offerta Istituzionale.
Consorzio per l'Offerta Pubblica	Il consorzio di collocamento e garanzia dell'Offerta Pubblica.
Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita	Mediobanca – Banca di Credito Finanziario S.p.A., con sede legale in Milano, Piazzetta Enrico Cuccia n.1. Credit Suisse Securities (Europe) Limited, con sede in Londra, One Cabot Square. Banca IMI S.p.A., con sede in Milano, Largo Mattioli, n. 3. Goldman Sachs International, con sede in Londra, Peterborough Court, Fleet Street, n. 133.
Credit Suisse	Credit Suisse Securities (Europe) Limited, con sede in Londra, One Cabot Square.
Data del Prospetto	La data di pubblicazione del Prospetto Informativo.

Dipendenti Enel Residenti in Italia	I dipendenti del Gruppo Enel, residenti in Italia, alla data del 31 agosto 2010, e in servizio in pari data, con contratto di lavoro subordinato a tempo determinato o indeterminato, e che, alla medesima data, siano iscritti nei relativi libri matricola ai sensi della legislazione italiana vigente.
Dipendenti Enel Residenti in Spagna	I dipendenti del Gruppo Enel, residenti in Spagna, alla data del 31 agosto 2010, e in servizio in pari data, con contratto di lavoro subordinato a tempo determinato o indeterminato, e che, alla medesima data, siano iscritti nei relativi libri matricola ai sensi della legislazione spagnola vigente.
Enel	Enel S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 137.
Enel Green Power o Emittente o Società	Enel Green Power, con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
Goldman Sachs	Goldman Sachs International, con sede in Londra, Peterborough Court, Fleet Street, n. 133.
Gruppo	Collettivamente, l'Emittente e le società da essa direttamente o indirettamente controllate, ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile e dell'art. 93 del Testo Unico.
Gruppo Enel	Collettivamente, Enel e le società da essa direttamente o indirettamente controllate, ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile e dell'art. 93 del Testo Unico.
IFRS	Tutti gli <i>International Financial Reporting Standards</i> , tutti gli <i>International Accounting Standards</i> (IAS), tutte le interpretazioni dell' <i>International Reporting Interpretations Committee</i> (IFRIC), precedentemente denominate <i>Standing Interpretations Committee</i> (SIC) riconosciuti nell'Unione Europea.
Investitori Istituzionali	Congiuntamente, gli Investitori Qualificati in Italia e gli investitori istituzionali esteri, ad esclusione degli Stati Uniti d'America, ai sensi della <i>Regulation S</i> del <i>US Securities Act</i> del 1933 limitatamente ai <i>Qualified Institutional Buyers</i> (i "QIBs") ai sensi della <i>Rule 144A</i> del <i>Securities Act</i> , come successivamente modificato, dell'Australia, del Canada e del Giappone e degli altri Paesi in cui tale tipologia di sollecitazione è vietata o soggetta a particolari vincoli normativi.
Investitori Qualificati	Gli investitori qualificati, di cui all'articolo 34-ter, comma 1, lett (b), del Regolamento Emittenti (fatta eccezione (i) per le piccole e medie imprese e per le persone fisiche di cui ai numeri 3 e 5 della predetta norma che non siano state inserite dall'Emittente nell'apposito registro ai sensi del combinato disposto degli artt. 34-quater e 34-terdecies del Regolamento Emittenti, (ii) per le società di gestione autorizzate alla prestazione del servizio di gestione su base individuale di portafogli di investimento per conto terzi, (iii) per gli intermediari autorizzati abilitati alla gestione dei portafogli individuali per conto terzi e (iv) per le società fiduciarie che prestano servizi di gestione di portafogli di investimento, anche mediante intestazione fiduciaria, di cui all'articolo 60, comma 4, del Decreto Legislativo 23 luglio 1996 n. 415).

Istituto di Garanzia	Istituto garante del collocamento delle Azioni offerte nell'ambito dell'Offerta Pubblica in Spagna.
Istruzioni	Istruzioni al Regolamento di Borsa.
Lotto Minimo	Il quantitativo minimo, pari a n. 2.000 Azioni, richiedibile nell'ambito dell'Offerta Pubblica, salva la facoltà dell'Azionista Venditore di ridurre il suddetto quantitativo di azioni da n. 2.000 Azioni a n. 1.000 Azioni descritta nel Paragrafo 5.2.3, Sezione II, del Prospetto Informativo.
Lotto Minimo di Adesione Maggiorato	Il quantitativo minimo maggiorato pari a n. 20.000 Azioni, richiedibile nell'ambito dell'Offerta Pubblica, salva la facoltà dell'Azionista Venditore di ridurre il suddetto quantitativo di azioni da n. 20.000 Azioni a n. 10.000 Azioni descritta nel Paragrafo 5.2.3, Sezione II, del Prospetto Informativo.
Mediobanca	Mediobanca – Banca di Credito Finanziario S.p.A., con sede legale in Milano, Piazzetta Enrico Cuccia n.1.
MTA	Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A..
Monte Titoli	Monte Titoli S.p.A., con sede in Milano, Via Andrea Mantegna n. 6.
Offerta Istituzionale	Offerta di massime n. 1.202.750.000 Azioni, corrispondenti al 85% dell'Offerta Globale di Vendita, riservata ad Investitori Istituzionali in Italia ed all'estero, con esclusione di Australia, Canada e Giappone, nel rispetto dei limiti di legge, ai sensi del <i>Regulation S</i> del <i>Securities Act</i> e negli Stati Uniti d'America, limitatamente ai <i>Qualified Institutional Buyers</i> (i “ QIBs ”) ai sensi della <i>Rule 144A</i> del <i>Securities Act</i> , fatte salve le eventuali esenzioni previste dalle leggi applicabili.
Offerta Globale di Vendita o Offerta	L'offerta globale di vendita di massime n. 1.415.000.000 Azioni.
Offerta Pubblica	L'offerta pubblica di vendita rivolta al pubblico indistinto in Italia, agli Azionisti Enel e ai Dipendenti Enel Residenti in Italia.
Offerta Pubblica in Spagna	L'offerta pubblica di vendita rivolta agli Aderenti in Spagna (come definiti alla Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.5) e ai Dipendenti Enel Residenti in Spagna.
Opzione <i>Greenshoe</i>	Opzione concessa da Enel ai Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita per l'acquisto, al Prezzo d'Offerta, di massime n. 210.000.000 Azioni, corrispondenti ad una quota pari a circa il 15% del numero di Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita, da allocare presso i destinatari dell'Offerta Istituzionale, in caso di <i>Over Allotment</i> .
Opzione di <i>Over Allotment</i>	Opzione concessa da Enel ai Coordinatori dell'Offerta Globale di Vendita di chiedere in prestito ulteriori massime n 210.000.000 Azioni, corrispondenti ad una quota pari a circa il 15% del numero di Azioni oggetto dell'Offerta Globale di Vendita ai fini di una <i>Over Allotment</i> nell'ambito dell'Offerta Istituzionale.
Periodo di Offerta	Il periodo di tempo compreso tra le ore 9:00 del 18 ottobre 2010 e le ore 16.30 del 29 ottobre 2010, salvo proroga o chiusura anticipata.

Prezzo di Offerta	Prezzo finale a cui verranno collocate le Azioni.
Prezzo Massimo	Prezzo massimo di collocamento delle Azioni riportato alla Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.3.1.
Prospetto Informativo o il Prospetto	Il presente prospetto informativo.
Regolamento (CE) 809/2004	Regolamento (CE) n. 809/2004 della Commissione del 29 aprile 2004, recante modalità di esecuzione della direttiva 2003/71/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio per quanto riguarda le informazioni contenute nei prospetti, il modello dei prospetti, l'inclusione delle informazioni mediante riferimento, la pubblicazione dei prospetti e la diffusione di messaggi pubblicitari.
Regolamento di Borsa	Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana, deliberato dall'assemblea di Borsa Italiana in data 10 settembre 2009 e approvato dalla Consob con delibera n. 17026 del 7 ottobre 2009 e successive modificazioni e integrazioni.
Regolamento Emittenti	Il regolamento approvato dalla Consob con deliberazione n. 11971 in data 14 maggio 1999 e successive modificazioni e integrazioni.
Responsabile del Collocamento per l'Offerta Pubblica di Vendita	Mediobanca
Società di Revisione	KPMG S.p.A.
<i>Sponsor</i>	Mediobanca
Testo Unico o TUF	D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 e successive modificazioni.
UniCredit Bank	UniCredit Bank AG, Milan Branch, con sede in Milano, Via Tommaso Grossi, n. 10.

GLOSSARIO

Si riporta di seguito un elenco di termini tecnici utilizzati all'interno del Prospetto Informativo. Tali termini, salvo diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

<i>Acquirente Unico</i>	Acquirente Unico S.p.A., costituita dal GSE ai sensi dell'art. 4, comma 1, del Decreto Bersani.
<i>Aerogeneratore</i>	Macchinari in grado di trasformare l'energia eolica in energia meccanica di rotazione per la produzione di energia elettrica.
<i>Autorizzazione Unica</i>	Il Dlgs 387/03 prevede che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (nonché gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi), sono soggetti ad una autorizzazione unica che include e sostituisce le intese, i concerti, nullaosta, autorizzazioni o atti d'assenso comunque denominati necessari alla realizzazione e messa in esercizio degli impianti qualificati come rinnovabili.
<i>Biomasse</i>	Materiale organico, di natura non fossile, di origine biologica, una parte del quale rappresenta una fonte sfruttabile di energia. Le diverse forme di energia dalle biomasse sono sempre rinnovabili, ma in modo diverso. Esse dipendono infatti dai cicli giornalieri o stagionali, dal flusso solare, dai mutamenti del clima, dalle tecniche agricole, dai cicli di crescita delle piante, nonché dal loro sfruttamento intensivo.
<i>Borsa Elettrica</i>	Sistema di vendita di energia all'ingrosso organizzato e gestito dal GME (Gestore dei Mercati Energetici), che determina quali sistemi di generazione o impianti sono chiamati ad incontrare la domanda in ogni momento e determina il prezzo dell'energia in quel determinato istante.
<i>Campo geotermico</i>	I campi geotermici sono le aree dove un elevato flusso di calore riscalda le acque sotterranee; vengono distinti in sistemi geotermici ad alta e bassa temperatura (detti anche sistemi ad alta e media entalpia).
<i>Capacità installata netta (in MW)</i>	È la capacità installata totale al netto dei servizi ausiliari degli impianti.
<i>Capacità efficiente lorda (in MW)</i>	Massima potenza elettrica, con riferimento esclusivo alla potenza attiva, che può essere prodotta con continuità, durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento, supponendo gli impianti nelle migliori condizioni. Tale capacità è misurata ai morsetti dei generatori elettrici principali ed assume maggiore rilevanza per gli impianti geotermoelettrici.

Capacità Efficiente netta (in MW)	Massima potenza elettrica, con riferimento esclusivo alla potenza attiva che può essere immessa in rete con continuità durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento, supponendo gli impianti nelle migliori condizioni. Tale capacità è misurata immediatamente a valle del trasformatore principale e quindi al netto di tutti gli autoconsumi di centrale ed assume maggiore rilevanza per gli impianti geotermoelettrici.
Certificati bianchi	I titoli di efficienza energetica (TEE) che attestano il conseguimento di risparmi energetici, oggetto di contrattazione bilaterale ovvero negoziati in un apposito mercato istituito presso il Gestore dei Mercati Energetici, ciascuno dei quali equivale a 1 TEP = 1 tonnellata equivalente di petrolio.
Certificati verdi	I certificati verdi sono titoli annuali emessi dal GSE che attestano la produzione da fonti rinnovabili di 1 MWh di energia. A partire dal 2002, in base al decreto 79/99, produttori e importatori hanno l'obbligo di immettere in rete energia da fonti rinnovabili, in quantità pari ad una percentuale (per il 2010 è il 6,05%) del totale dell'elettricità prodotta o importata l'anno precedente da fonti convenzionali. L'obbligo si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica al netto di esportazioni, autoconsumi di centrale e cogenerazione eccedenti i 100 GWh.
Chilowatt o kW	Unità di misura della potenza pari a mille Watt.
Chilowattora o kWh	Unità di misura dell'energia che esprime la quantità di energia elettrica prodotta in un'ora da una potenza pari a 1.000 Watt.
Ciclo a vapore	Ciclo di produzione utilizzato dagli impianti geotermoelettrici quando le temperature di serbatoio sono superiori ai 180°C. In particolare, il vapore geotermico viene immesso direttamente in una turbina alla quale è accoppiato un generatore elettrico.
Ciclo binario	Ciclo di produzione utilizzato dagli impianti geotermoelettrici quando le temperature dei campi geotermici sono inferiori ai 180°C. In particolare, il calore del fluido geotermico viene utilizzato per far vaporizzare un fluido organico con basso punto di ebollizione, il quale viene immesso in una turbina collegata a un generatore di corrente elettrica.
CIP-6	La Delibera adottata dal Comitato Interministeriale Prezzi in data 29 aprile 1992 n. 6, in attuazione della Legge 9 gennaio 1991, n. 9 e successive modifiche.
Co-development	Sviluppo congiunto di progetti con soggetti terzi rispetto al Gruppo, effettuato acquisendo da terzi, soprattutto <i>partner</i> locali, progetti in corso di sviluppo, diritti di opzione su tali progetti da esercitarsi una volta che gli stessi giungano alla fase di avvio della realizzazione (cd. cantierabilità), impianti realizzati o in costruzione.

<i>Cogenerazione</i>	La cogenerazione è la produzione congiunta e contemporanea di energia elettrica (o meccanica) e calore utile a partire da una singola fonte energetica, attuata in un unico sistema integrato che utilizza il medesimo combustibile per due scopi differenti. Tale tecnologia consente pertanto un più efficiente utilizzo della fonte energetica primaria, con risparmi economici nei processi produttivi soprattutto laddove esista contemporaneità tra prelievi elettrici e prelievi termici.
<i>Corrente elettrica</i>	La corrente elettrica è il flusso o la quantità di carica elettrica che attraversa un conduttore e viene misurata in Ampère.
<i>Distribuzione</i>	Il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.
<i>Drilling</i>	Attività di trivellazione o di trapanazione.
<i>Fonti rinnovabili</i>	Il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso, le biomasse e i rifiuti organici. Ai sensi della Direttiva 2009/28/CE, è definita «energia da fonti rinnovabili» l'energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.
<i>Generazione</i>	La produzione di energia elettrica, comunque generata.
<i>Gigawatt o GW</i>	Unità di misura della potenza pari a un miliardo di Watt (1.000 megawatts).
<i>Gigawattora o GWh</i>	Unità di misura dell'energia pari a un milione di Chilowattora.
<i>GME</i>	Gestore dei Mercati Energetici, la società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza.
<i>Greenfield</i>	Modalità di sviluppo di impianti realizzata dal Gruppo <i>ex novo</i> , partendo dall'individuazione del sito idoneo e provvedendo allo sviluppo e realizzazione dell'impianto, senza alcuna forma di ristrutturazione o riconversione di strutture esistenti.
<i>GSE</i>	Gestore dei Servizi Energetici (già GRTN), istituito ai sensi dell'art. 3 del Decreto Bersani, è la società per azioni, interamente partecipata dal MEF (Ministero dell'Economia e delle Finanze), che eroga gli incentivi destinati alla produzione elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e che si occupa della qualificazione degli impianti a fonti rinnovabili e della loro produzione elettrica.

- Idraulicità** L'insieme delle risorse idriche disponibili nel/i bacino/i idrografico/i di riferimento di una o più derivazioni idroelettriche, utilizzate per la produzione di energia idroelettrica.
- Impianti IAFR** La qualifica degli Impianti Alimentati da Fonti rinnovabili (IAFR) riconosciuta dal GSE che consente il rilascio degli incentivi previsti dalla normativa vigente.
- Impianti fotovoltaici** Un impianto solare fotovoltaico è costituito da un insieme di moduli fotovoltaici (*cf.* voce moduli fotovoltaici) e da ulteriori elementi.
- Impianti idroelettrici programmabili e non programmabili** Sono impianti programmabili quelli *a bacino* e *a serbatoio*, mentre sono impianti non programmabili gli impianti idroelettrici *cd. ad acqua fluente*. Sono impianti *a bacino* quelli che sfruttano il flusso idrico naturale di laghi o bacini artificiali, dei quali in alcuni casi si aumenta la capienza con sbarramenti e dighe. Gli impianti idroelettrici *ad acqua fluente* non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua; quindi la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua.
- Impianti idroelettrici “mini-hydro”, “small hydro” e “large-hydro”** Gli impianti *mini-hydro* e *small-hydro* sono impianti idroelettrici di piccola taglia, la cui capacità massima varia a seconda delle giurisdizioni in cui sono situati. Con riferimento agli impianti situati in Italia i *mini-hydro* hanno capacità installata inferiore a 1 MW, gli *small-hydro* hanno capacità compresa tra 1 MW e 10 MW e i *large-hydro* hanno capacità superiore ai 10 MW.
- Impianti mini-eolici** Impianti da pochi MW, sviluppati per la generazione cosiddetta “distribuita” (aerogeneratori di piccola taglia per interfacciarsi sulla rete elettrica o per alimentare utenze isolate).
- Impianti solari termici** Gli impianti solari termici a concentrazione trasformano l'energia irradiata dal sole in energia termica, che può essere utilizzata per produrre energia elettrica mediante turbine. Il centro di un sistema solare termico a concentrazione è il campo solare, costituito da specchi, spesso di forma parabolica, che concentrano la luce diretta del sole su un tubo ricevitore in cui scorre un fluido che, scaldandosi, permette il trasporto dell'energia a uno scambiatore di calore. Il calore è quindi ceduto ad acqua che si trasforma in vapore utilizzato per muovere turbine collegate ad alternatori che generano corrente elettrica.

Linea	Elemento costituente la rete elettrica, formata dai conduttori per il trasporto dell'energia elettrica. Può essere aerea (con conduttori abitualmente nudi, a volte isolati) o interrata (cavo). Comprende una o più "terne" di conduttori, vale a dire una o più linee elettriche che trasportano energia elettrica con tre diversi conduttori o fasci di conduttori, uno per ogni fase.
Load factor	Il Load Factor è il rapporto tra la produzione annua netta e la produzione teorica ottenibile in un anno (8.760 ore) ai MW nominali.
Megawatt o MW	Unità di misura della potenza pari a un milione di Watt.
Megawatt di picco o MWp	Potenza degli impianti fotovoltaici espressa come somma delle potenze nominali dei moduli installati.
Megawattora o MWh	Unità di misura dell'energia che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000 chilowattora (cfr-chilowattora).
Modulo fotovoltaico	I moduli fotovoltaici costituiscono l'elemento principale dell'impianto in quanto la loro esposizione alla radiazione solare determina la produzione di energia. All'interno del modulo ci sono le celle fotovoltaiche, generalmente costituite da sottilissime "fette" di silicio (un semiconduttore ottenuto a partire dalla sabbia attraverso un processo chimico-fisico) che danno luogo alla conversione diretta dell'energia luminosa in energia elettrica. Sulla base delle caratteristiche del materiale utilizzato per realizzare la cella si parla di moduli in silicio monocristallino policristallino e amorfo. Esiste un'altra tipologia di moduli fotovoltaici, i moduli "Thin Film" prodotti attraverso una nuova tecnologia che permette di creare delle celle più sottili ed economiche, costituite da più strati di diversi materiali semiconduttori (a base di silicio e non).
Parco eolico	Un parco eolico o <i>wind farm</i> è un insieme di aerogeneratori (torri o pale eoliche) localizzati in un territorio delimitato e interconnessi tra loro che producono energia elettrica sfruttando la forza del vento. La generazione di energia elettrica varia in funzione del vento e della capacità generativa degli aerogeneratori.
Permitting	Lo sviluppo e il buon svolgimento dei rapporti con gli organi governativi centrali e periferici orientati all'acquisizione di terreni e all'ottenimento di autorizzazioni/permessi finalizzati alla costruzione e sviluppo delle infrastrutture del progetto.
Pipeline	L'insieme di tutti i progetti di sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili individuati dal Gruppo, a seguito del superamento della fase di studio preliminare (cd. fase di <i>screening</i>), classificati in tre categorie (<i>Potential</i> , <i>Likely</i> e <i>Highly Confident</i>) in funzione del differente livello di sviluppo e quindi della probabilità di successo di ciascun progetto, come valutato dalla Società sulla base dell'esperienza maturata nel settore dello sviluppo.

<i>Pompe geotermiche</i>	Una pompa di calore geotermica ricava l'energia necessaria per il riscaldamento attraverso l'acqua di falda o il terreno.
<i>Produzione lorda</i>	La somma dell'energia elettrica (compresa quella generata previo pompaggio) prodotta da tutti i gruppi generatori interessati (motore primo termico e uno o più generatori di energia elettrica accoppiati meccanicamente), misurata ai morsetti di uscita dei generatori principali.
<i>Produzione netta</i>	La produzione lorda di energia elettrica diminuita dell'energia assorbita dai servizi ausiliari di generazione e delle perdite nei trasformatori principali.
<i>Richiesta di energia elettrica</i>	Quantità di energia elettrica da rendere disponibile sulla rete. È pari alla somma dei consumi degli utenti e delle perdite sulla rete. È detta anche domanda elettrica o fabbisogno elettrico.
<i>Scouting</i>	Nel campo delle energie rinnovabili, l'individuazione di terreni adatti per impianti eolici o fotovoltaici.
<i>Serbatoio geotermico</i>	È un determinato volume di sottosuolo, costituito da terreni di varia natura e dai fluidi in essi contenuti, che può essere sfruttato economicamente per la sua capacità di cedere o immagazzinare calore.
<i>Temperatura di serbatoio</i>	La temperatura del serbatoio geotermico. L'intervallo di temperatura utile per poter utilizzare i fluidi geotermici in un impianto geotermoelettrico è quello tra i 100°C e i 300°C circa.
<i>Terawatt o TW</i>	Unità di misura della potenza pari a un miliardo di kW.
<i>Terawattora o TWh</i>	Unità di misura dell'energia pari a un miliardo di kWh.
<i>Trigenerazione</i>	Campo dei sistemi di cogenerazione che consente di produrre energia elettrica e di utilizzare l'energia termica recuperata dalla trasformazione anche per produrre acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali.
<i>Watt</i>	Unità di misura della potenza elettrica attiva.
<i>Wattora</i>	Unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica prodotta in un'ora da una potenza pari a 1 watt.

* * *

APPENDICI

- Relazione della Società di Revisione sui Dati Previsionali.
- Relazione della Società di Revisione sul bilancio consolidato del gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2009.
- Relazione della Società di Revisione sul bilancio di esercizio di Enel Green Power al 31 dicembre 2009.
- Relazione della Società di Revisione sul bilancio aggregato del gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2008.
- Relazione della Società di Revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato di Enel Green Power al 30 giugno 2010.

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUI DATI PREVISIONALI



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione sui dati previsionali

Al Consiglio di Amministrazione
della Enel Green Power S.p.A.

- 1 Abbiamo svolto l'esame dei dati relativi alla previsione di utili del Gruppo Enel Green Power relativi agli esercizi con chiusura al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2014 (nel seguito "Dati Previsionali"), inclusi nel Capitolo XIII - "Previsioni o stime degli utili", paragrafo 13.1 del Prospetto Informativo relativo all'offerta pubblica di vendita ed alla relativa procedura di ammissione alla quotazione nel Mercato Telematico Azionario, organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., delle azioni ordinarie di Enel Green Power S.p.A. (nel seguito "Prospetto Informativo"), contenente le informazioni riguardanti le ipotesi e gli elementi posti a base della formulazione dei Dati Previsionali. La responsabilità della redazione dei Dati Previsionali e delle ipotesi e degli elementi posti alla base della loro formulazione compete agli Amministratori della Enel Green Power S.p.A..
- 2 I Dati Previsionali sono stati elaborati sulla base di un insieme di ipotesi di realizzazione di eventi futuri e di azioni che dovranno essere intraprese da parte degli Amministratori. Tali ipotesi includono le assunzioni di carattere generale e le assunzioni di carattere ipotetico descritte nel paragrafo 13.1.2 del Prospetto Informativo e relative ad eventi futuri ed azioni degli Amministratori che non necessariamente si verificheranno.
- 3 Il nostro esame è stato svolto secondo le procedure previste dall'International Standard on Assurance Engagements (ISAE) 3400 "The Examination of Prospective Financial Information" emesso dall'IFAC - International Federation of Accountants.
- 4 Sulla base dell'esame degli elementi probativi a supporto delle ipotesi e degli elementi utilizzati nella formulazione dei Dati Previsionali non siamo venuti a conoscenza di fatti tali da farci ritenere, alla data odierna, che le suddette ipotesi ed elementi non forniscano una base ragionevole per la predisposizione dei Dati Previsionali assumendo il verificarsi delle assunzioni di carattere generale e di carattere ipotetico relative ad eventi futuri ed azioni degli Amministratori, citate nel precedente paragrafo 2. Inoltre, a nostro giudizio, i Dati Previsionali sono stati predisposti utilizzando coerentemente le ipotesi e gli elementi sopra citati e sono stati elaborati sulla base di principi contabili omogenei rispetto a quelli applicati dalla Enel Green Power S.p.A. nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 da noi assoggettato a revisione contabile e sul quale abbiamo emesso la nostra relazione in data 14 giugno 2010.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Ancona Aosta Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia Cagliari
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 7625.700,00 i.v.
Registro Imprese Milano e
Codice Fiscale N. 00709600159
I.E.A. Milano N. 517267
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vitor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



*Gruppo Enel Green Power
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2011-2014*

- 5 Va tuttavia tenuto presente che a causa dell'aleatorietà connessa alla realizzazione di qualsiasi evento futuro, sia per quanto concerne il concretizzarsi dell'accadimento sia per quanto riguarda la misura e la tempistica della sua manifestazione, gli scostamenti fra valori consuntivi e valori preventivati dei Dati Previsionali potrebbero essere significativi, anche qualora gli eventi previsti nell'ambito delle assunzioni di carattere generale e di carattere ipotetico, citate nel precedente paragrafo 2, si manifestassero.
- 6 La presente relazione è stata predisposta in conformità alle previsioni del Regolamento Consob 11971/99 e successive modifiche e integrazioni ai soli fini della sua inclusione nel Prospetto Informativo e non potrà essere utilizzata, in tutto o in parte, per altri scopi.
- 7 Non assumiamo la responsabilità di aggiornare la presente relazione per eventi o circostanze che dovessero manifestarsi dopo la data odierna.

Roma, 5 ottobre 2010

KPMG S.p.A.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Renato Naschi'.

Renato Naschi
Socio

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUL BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENEL GREEN POWER AL 31 DICEMBRE 2009



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2009 redatto ai soli fini dell'inserimento nel Prospetto Informativo predisposto nell'ambito del processo di ammissione alla quotazione al Mercato Telematico Azionario, organizzato e gestito dalla Borsa Italiana S.p.A., delle azioni ordinarie della Enel Green Power S.p.A., secondo quanto indicato dal Regolamento 809/2004/CE

Al Consiglio di Amministrazione della
Enel Green Power S.p.A.

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dal conto economico consolidato, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note di commento, del Gruppo Enel Green Power chiuso al 31 dicembre 2009. Tale bilancio consolidato è stato redatto in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea ai soli fini dell'inserimento nel Prospetto Informativo predisposto nell'ambito del processo di ammissione alla quotazione delle azioni ordinarie della Enel Green Power S.p.A. al Mercato Telematico Azionario, organizzato e gestito dalla Borsa Italiana S.p.A., secondo quanto indicato dal Regolamento 809/2004/CE. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea 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.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Ancona Aosta Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia Cagliari
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 7635.700,00 I.v.
Registro Imprese Milano e
Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



Gruppo Enel Green Power
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2009

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea; 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.

Roma, 14 giugno 2010

KPMG S.p.A.


Renato Naschi
Socio

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUL BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENEL GREEN POWER AL 31 DICEMBRE 2009



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione ai sensi dell'art. 156 e dell'art. 165 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

All'Azionista della
Enel Green Power S.p.A.

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, della Enel Green Power S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2009. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati presentati ai fini comparativi sono stati riesposti per tener conto delle modifiche agli schemi di bilancio introdotte dallo IAS 1, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 18 marzo 2009.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Enel Green Power S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.
- 4 La società si è avvalsa della facoltà di non predisporre il bilancio consolidato, pur in presenza di significativa partecipazione di controllo, in quanto controllata dall'Enel S.p.A. che è tenuta alla redazione del bilancio consolidato. Tale consolidato sarà reso pubblico nei termini e con le modalità previste dalla vigente normativa.

KPMG S.p.A., an Italian limited liability share capital company and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International, a Swiss cooperative.

Milano Ancona Aosta Bari
Bergamo Bologna Bolzano Brescia
Cagliari Catania Como Firenze
Genova Lecce Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 2470.300,00 i.v.
Registro Imprese Milano e
Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Part. IVA 00709600159
Sede legale: Via Vitor Pisani, 25
20124 Milano MI



*Enel Green Power S.p.A.
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2009*

- 5 La Società, come richiesto dalla legge, ha inserito nelle note di commento i dati essenziali dell'ultimo bilancio della società che esercita su di essa l'attività di direzione e coordinamento. Il giudizio sul bilancio della Enel Green Power S.p.A. non si estende a tali dati.

- 6 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione in conformità a quanto previsto dalle norme di legge compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2009.

Roma, 23 marzo 2010

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Socio

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUL BILANCIO AGGREGATO DEL GRUPPO ENEL GREEN POWER AL 31 DICEMBRE 2008



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione sul Bilancio Aggregato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2008 redatto ai soli fini dell'inserimento nel Prospetto Informativo predisposto nell'ambito del processo di ammissione alla quotazione al Mercato Telematico Azionario, organizzato e gestito dalla Borsa Italiana S.p.A., delle azioni ordinarie della Enel Green Power S.p.A., secondo quanto indicato dal Regolamento 809/2004/CE

Al Consiglio di Amministrazione della
Enel Green Power S.p.A.

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio aggregato del Gruppo Enel Green Power, costituito dal conto economico aggregato, dal prospetto dell'utile aggregato complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale aggregato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto aggregato, dal rendiconto finanziario aggregato e dalle relative note di commento (di seguito il "Bilancio Aggregato"), delle attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia e all'estero del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008. Tale Bilancio Aggregato è stato redatto in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea ai soli fini dell'inserimento nel Prospetto Informativo predisposto nell'ambito del processo di ammissione alla quotazione delle azioni ordinarie della Enel Green Power S.p.A. al Mercato Telematico Azionario, organizzato e gestito dalla Borsa Italiana S.p.A., secondo quanto indicato dal Regolamento 809/2004/CE. La responsabilità della redazione del Bilancio Aggregato in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul Bilancio Aggregato 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 Aggregato 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 Aggregato, 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.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano o fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Ancona Aosta Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia Cagliari
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescaia Roma Torino Treviso
Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 7625.700,00 i.v.
Registro Imprese Milano e
Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vitor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



*Gruppo Enel Green Power
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2008*

- 3 A nostro giudizio, il Bilancio Aggregato del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2008 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria aggregata, il risultato economico aggregato ed i flussi di cassa aggregati del Gruppo Enel Green Power per l'esercizio chiuso a tale data.
- 4 Come illustrato nelle note di commento, il Bilancio Aggregato presenta l'aggregazione delle informazioni finanziarie relative alle attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia e all'estero del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008. Pertanto, qualora il Gruppo Enel Green Power nell'esercizio 2008 avesse effettivamente operato come gruppo a sé stante, la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa che avrebbe conseguito non sarebbero necessariamente quelli riportati nel Bilancio Aggregato.
- 5 La presente relazione è indirizzata al Consiglio di Amministrazione della Enel Green Power S.p.A. ed è stata predisposta esclusivamente per le finalità descritte nel paragrafo 1. Tale relazione non potrà pertanto essere divulgata a soggetti terzi, o comunque utilizzata per altro scopo, senza il nostro preventivo consenso scritto.

Roma, 14 giugno 2010

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Socio

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE
ABBREVIATO DI ENEL GREEN POWER AL 30 GIUGNO 2010**



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 8077475
e-mail it-frauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel Green Power per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2010 redatto ai soli fini di quanto richiesto dalla Borsa Italiana S.p.A. nell'ambito del processo di ammissione alla quotazione al Mercato Telematico Azionario, organizzato e gestito dalla Borsa Italiana S.p.A., delle azioni ordinarie della Enel Green Power S.p.A. e dell'inserimento nel Prospetto Informativo predisposto secondo quanto indicato dal Regolamento 809/2004/CE

Al Consiglio di Amministrazione della
Enel Green Power S.p.A.

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal conto economico consolidato, dal prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo, dallo stato patrimoniale consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note di commento, del Gruppo Enel Green Power per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2010. Tale bilancio consolidato semestrale abbreviato è stato redatto ai soli fini di quanto richiesto dalla Borsa Italiana S.p.A. nell'ambito del processo di ammissione alla quotazione al Mercato Telematico Azionario, organizzato e gestito dalla Borsa Italiana S.p.A., delle azioni ordinarie della Enel Green Power S.p.A. e dell'inserimento nel Prospetto Informativo predisposto secondo quanto indicato dal Regolamento 809/2004/CE. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli amministratori della Enel Green Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato semestrale abbreviato 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 semestrale abbreviato 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 consolidato semestrale abbreviato, 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.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Ancona Aosta Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia Cagliari
Catania Como Firenze Genova
Lecco Milano Napoli Novara
Padova Palermo Piacenza Perugia
Pescaia Roma Torino Treviso
Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 7625.700,00 i.v.
Registro Imprese Milano e
Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vitor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



*Gruppo Enel Green Power
Relazione della società di revisione
30 giugno 2010*

Per quanto riguarda i dati comparativi al 31 dicembre 2009, si fa riferimento alla relazione di revisione da noi emessa in data 14 giugno 2010. Per quanto riguarda i dati comparativi per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2009, gli stessi non sono stati assoggettati a revisione contabile e pertanto su di essi non esprimiamo alcun giudizio.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel Green Power per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2010 è stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 4 agosto 2010

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Socio

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

Questo volume è stato stampato con carta 100% riciclata

Stampa: Servif Donnelley Financial – Milano





enelgreenpower.com

