



Enel

Green Power

**Bilancio Consolidato del
Gruppo Enel Green Power
al 31 dicembre 2009**

INDICE

RELAZIONE SULLA GESTIONE	2
La struttura del Gruppo Enel Green Power nel 2009	3
Organi sociali	4
Sintesi dei risultati	6
Fatti di rilievo del 2009	9
Il contributo dell'energia rinnovabile alla sostenibilità	15
Creazione di valore per uno sviluppo sostenibile	15
Scenario di riferimento	17
Aspetti Normativi e Tariffari.....	22
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo	33
Definizione degli indicatori di performance.....	33
Principali variazioni dell'area di consolidamento	34
Risultati economici del Gruppo	35
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo	38
Risultati per area geografica.....	42
Italia.....	44
Resto d'Europa	49
Centro e Sud America.....	51
Nord America	53
Prevedibile evoluzione della gestione	55
Ricerca e sviluppo.....	56
Risorse umane e organizzazione	58
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato del Gruppo e i corrispondenti dati consolidati	60
BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENEL GREEN POWER	61
Prospetti contabili consolidati	62
Conto economico consolidato.....	63
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio	64
Stato patrimoniale consolidato.....	65
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto	66
Rendiconto finanziario consolidato.....	67
Note di commento	68
ALLEGATI	144
Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2009 ...	144

RELAZIONE SULLA GESTIONE

La struttura del Gruppo Enel Green Power nel 2009

Corporate Enel Green Power S.p.A.

Italia

Enel.si S.r.l.
Enel Green Power Portoscuso S.r.l.

Enel Green Power International B.V.

Resto d'Europa

Enel Union Fenosa
Renovables SA

Enel Green Power Romania

Enel Green Power Bulgaria
EAD

Enel Green Power Hellas
SA

Enel Erelis SAS

Nord America

Enel North America Inc.

Centro e Sud America

Enel Latin America B.V.

Enel Brasil Participacoes
Ltda

Hidromac Energy B.V.

Enel de Costa Rica S.A.

Enel Guatemala S.A.

Impulsora Nacional de
Electricidad S. R.L de C.V.

Enel Panama S.A.

Grupo EGI S.A. de C.V.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Francesco Starace

Consiglieri

Andrea Brentan
Massimo Cioffi
Luigi Ferraris
Claudio Machetti
Giovanni Mancini
Carlo Tamburi

Collegio Sindacale

Presidente

Leonardo Perrone

Sindaci effettivi

Giuseppe Ascoli
Giuseppe Mariani

Sindaci supplenti

Giulio Monti
Francesco Rocco

Società di Revisione

KPMG Spa

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per Statuto e per Legge i poteri per quanto concerne il funzionamento degli organi amministrativi (Assemblea e Consiglio di Amministrazione) e la legale rappresentanza della Società, nei confronti di amministrazioni pubbliche ed economiche, in Italia e all'estero, ivi inclusi tutti i rapporti con gli istituti di credito, gli enti finanziatori, amministrazioni finanziarie ed agenzie di assicurazione del credito.

Inoltre, al Presidente sono riconosciute, in base alla deliberazione consiliare del 17 aprile 2009, alcune ulteriori attribuzioni.

Sintesi dei risultati

Dati economici

Milioni di euro	2009
Ricavi	1.777
Margine operativo lordo	1.207
Utile operativo	791
Utile dell'esercizio del Gruppo e di terzi	439
Utile dell'esercizio del Gruppo	418

I *Ricavi* del 2009, pari a 1.777 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente alla produzione e vendita di energia (1.508 milioni di euro, tenuto conto degli incentivi), alla vendita di materiale e alla realizzazione di impianti fotovoltaici (114 milioni di euro) e alla vendita di certificati bianchi (48 milioni di euro).

Il *Margine operativo lordo*, pari a 1.207 milioni di euro, include l'effetto dei proventi netti da gestione rischio commodity per 118 milioni di euro, degli altri ricavi per 44 milioni di euro e di altri costi operativi per 60 milioni di euro.

Il *Utile operativo* è pari a 791 milioni di euro, tenuto conto di 416 milioni di euro di ammortamenti, relativi principalmente agli Immobili, impianti e macchinari.

Il *Utile dell'esercizio del Gruppo* è pari a 418 milioni di euro, al netto di 135 milioni di euro di oneri finanziari netti e di 219 milioni di euro di imposte.

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	2009
Capitale investito netto	7.909
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power	5.345
Patrimonio netto (incluso quote di terzi)	2.564
Flusso di cassa da attività operativa	897
Investimenti (al lordo contributi)	744

Il *Capitale investito netto* è pari a 7.909 milioni di euro ed è coperto dal Patrimonio Netto del Gruppo e di terzi per 2.564 milioni di euro e dall'Indebitamento finanziario netto per 5.345 milioni di euro.

In merito si ricorda che in data 17 marzo 2010 la controllante Enel S.p.A. ha rinunciato a 3.700 milioni di euro di tale debito destinandolo alle altre riserve disponibili (cfr. Nota 42).

L'*Indebitamento finanziario netto* si attesta a 5.345 milioni di euro e presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 2,08.

Gli investimenti netti in immobilizzazioni immateriali e materiali, pari a 744 milioni di euro, sono indicati al lordo dei relativi contributi (pari a 44 milioni di euro).

Dati operativi

Di seguito i principali dati operativi suddivisi tra Italia ed Estero e la consistenza del personale:

	Italia	Estero	Totale
2009			
Energia netta prodotta (milioni di KWh)	11.733	7.170	18.903
Capacità installata (MW)	2.637	2.171	4.808
Dipendenti (unità)	1.756	929	2.685

L' *Energia netta prodotta* dal Gruppo nel 2009 ammonta a 18.903 milioni di KWh, di cui il 62% in Italia (capacità installata 2.637 MW) ed il rimanente 38% all'Estero (capacità installata 2.171 MW).

Dati economici e patrimoniali per Area geografica

Nella seguente tabella sono rappresentati i valori economici suddivisi per area geografica:

Milioni di euro	2009		
	Ricavi	Margine operativo lordo (EBITDA)	Utile operativo
Italia	1.265	884	578
Resto d'Europa	123	77	39
Centro e Sud America	262	156	125
Nord America	144	90	49
Elisioni e Rettifiche	(17)	0	0
Totale	1.777	1.207	791

Di seguito i valori patrimoniali suddivisi per area geografica:

Milioni di euro	2009		
	Attività Operativa	Passività Operativa	Investimenti
Italia	5.298	472	344
Resto d'Europa	1.165	164	256
Centro e Sud America	855	53	108
Nord America	857	47	36
Elisioni e Rettifiche	(20)	(20)	0
Totale	8.155	716	744

Gli investimenti sono indicati al lordo dei relativi contributi (pari a 44 milioni di euro).

La tabella seguente espone il dettaglio per area geografica della consistenza del personale:

n° dipendenti	2009
Italia	1.756
Resto d'Europa	140
Centro e Sud America	509
Nord America	280
Totale	2.685

Fatti di rilievo del 2009

Gennaio

Acquisizione di Enel.si S.r.l. e di Enel Green Power International B.V.

In data 23 dicembre 2008 è stato sottoscritto il contratto di compravendita, avente efficacia 1° gennaio 2009, con il quale la capogruppo Enel Green Power S.p.A., nell'ambito del processo di riorganizzazione e raggruppamento del settore rinnovabile del Gruppo Enel, ha acquistato l'intera partecipazione detenuta da Enel Investment Holding B.V. in Enel Green Power International B.V., per un valore complessivo di 1.690 milioni di euro, nonché l'intera partecipazione detenuta da Enel S.p.A. in Enel.si S.r.l. per un corrispettivo pari a 9,2 milioni di euro.

Enel Green Power International B.V. è la società del Gruppo Enel che, a valle delle operazioni societarie effettuate nel corso del 2008, detiene il controllo, diretto e/o indiretto, di tutte le società del Gruppo Enel operanti nel settore delle energie rinnovabili all'estero (ad eccezione di quelle rientranti nel perimetro di Endesa).

Acquisto di diritti di esplorazione per sviluppo progetti geotermici

Il 9 gennaio Enel North America ha acquisito dal Bureau of Land Management, l'agenzia del Dipartimento degli Interni statunitense che gestisce i terreni pubblici americani, i diritti di esplorazione su cinque terreni nella contea di Millard (nello Utah), per un totale di 13.262 ettari, per sviluppare progetti geotermici.

Entrata in esercizio di 39 MW eolici in Italia

Il 7 gennaio sono entrati in esercizio gli impianti eolici di Acquaspruzzo 2 e Monterosso, entrambi in Molise. I nuovi impianti sono costituiti da 42 pale eoliche, per una potenza installata totale di 39 MW. La produzione attesa è di circa 88 milioni di kWh all'anno.

Aprile

Finanziamento Smoky Hill II

In data 1 aprile 2009, è stato siglato l'accordo di tax partnership relativo a Smoky Hill II. L'operazione assicura l'apporto di finanziamenti per un importo complessivo di circa 130 milioni di dollari (circa 93 milioni di euro) da parte degli investitori finanziari, a fronte del trasferimento a questi ultimi dei benefici derivanti dai Production Tax Credits (PTC), ovvero crediti fiscali derivanti dagli incentivi riconosciuti alla produzione rinnovabile negli Stati Uniti per ogni kWh venduto ed i Deferred Tax Assets derivanti dagli ammortamenti accelerati (NOLs - Net Operating Losses) di ENA di cui la stessa non può usufruire non avendo sufficiente base imponibile.

Completamento parco eolico di Leign Ar Gasprenn

In data 2 aprile è stato completato il parco eolico di Leign ar Gasprenn nel comune di Colorec con una potenza installata complessiva di 8MW.

International Wind Park of Rhodes

Il 22 aprile 2009 è stata completata l'acquisizione del parco eolico di Koutsoutis per un investimento di 32 milioni di euro e con una potenza installata di 11.7 MW. La produzione attesa è di circa 102 milioni di kWh annui.

Acquisto azioni Enel Fortuna S.A.

Americas Generation Corporation (AGC) ha acquistato, tra il 21 e il 27 aprile 2009, 1.055.171 di azioni di Enel Fortuna S.A, raggiungendo così il 50,06% di possesso della Società.

Accordo Injuber per sviluppo di impianti termosolari

Enel Union Fenosa S.A., 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.

Maggio

Glafkos Hydroelectric Station

Il 18 maggio 2009 è stato acquistato il minimpianto idroelettrico di Glafkos Hydroelectric Station per un investimento 18 milioni di euro e con una potenza installata di 5.5 MW. La produzione attesa è di circa 48 milioni di kWh annui.

Giugno

Entrata in esercizio di 86 MW eolici in Spagna

In Castilla La Mancha sono entrati in funzionamento tre impianti eolici: Loma Gorda con 50 MW, San Gil con 36 MW e Pena del Gato con 16 MW.

International Wind Park of Achaia

Il 23 giugno 2009 è stata completata l'acquisizione dell'impianto eolico Lithos per un investimento di 28 milioni di euro e con una capacità installata netta complessiva di 18,9 MW. La produzione attesa è di circa 166 milioni di kWh annui.

Completamento del parco eolico di Les Eparmonts

Il 19 giugno 2009 è stato completato il parco eolico di Les Eparmonts in Haute Marne. La produzione attesa dal nuovo impianto, composta da 8 turbine da 1.5 MW ciascuna, è di circa 24 milioni di kWh all'anno. Con l'entrata in servizio della nuova centrale salgono a oltre 28 i

MW eolici già installati in territorio francese, mentre altri 40 MW sono in costruzione su una pipeline di sviluppo superiore a 500 MW.

Luglio

Entrata in esercizio di 23 MW eolici in Italia

Il 23 luglio è entrato in esercizio l'impianto eolico di Littigheddu in Sardegna. E' costituito da 7 aerogeneratori da 1,5 MW, che si sono aggiunti ai 36 già in servizio sul sito. La potenza complessiva della centrale è così pari a 65 MW, in grado di produrre circa 90 milioni di kWh l'anno, pari ai consumi di oltre 33.000 famiglie locali, evitando l'emissione in atmosfera di 70 mila tonnellate di CO2 l'anno.

Agosto

Entrata in esercizio di 55 MW eolici in Spagna

Sono entrati in funzione i tre impianti eolici di Peña I, Peña II (in Castilla) e Coto de Codesas (in Galizia) rispettivamente con una potenza installata di 16 MW, 18 MW e 21 MW.

Settembre

Acquisizione di diritti per lo sviluppo di progetti eolici in Messico

In data 9 settembre 2009, Enel Latin America B.V. ha firmato un accordo con Energia Renovables Termica e Hidraulica de Mexico, S.A. de C.V. ("Enerthi Mexico"), e Energia Renovables Termica Hidraulica S.L. ("Enerthi Spain"), per sviluppare progetti eolici in Messico, per un capacità totale fino a 1.000 MW. Con questo accordo Enel ha acquisito il diritto in esclusiva ma non l'obbligo ad acquistare i progetti sviluppati da Enerthi quando questi arrivano ad un certo stadio di sviluppo ("buildable stage") ad un prezzo predefinito. I progetti hanno una capacità preliminare compresa tra i 40 e i 200 MW e sono situati negli stati della Baja California, di Zacatecas e di Oaxaca.

Contributi per concessioni

In data 23 settembre 2009, Enel North America Inc. ha ricevuto dal Governo Americano un contributo pari a 61,5 milioni di dollari (44 milioni di euro) a titolo di rimborso del 30% dei costi di costruzione degli impianti geotermici di StillWater e Salt Wells.

Primo parco eolico in Canada

Il 28 settembre 2009 è stata inaugurata la prima centrale eolica a St. Lawrence, nell'isola di Newfoundland, con una capacità installata di 27 MW generati da nove turbine di 3 MW cadauna fornite da Vestas. L'elettricità generata verrà venduta alla società Nalcor Energy attraverso Newfoundland Power e il sistema di reti di Newfoundland e Labrador. Inoltre, il governo canadese ha annunciato la sua intenzione di contribuire al progetto con fondi per 8,3

milioni di dollari (circa 6 milioni di euro), mediante il programma ecoenergy per la promozione delle fonti rinnovabili.

Entrata in esercizio di 14 MW eolici in Spagna

In Castilla La Mancha è entrato in funzione l'impianto eolico di Picazo per 14 MW di potenza installata.

Completamento parco di Pannecè Beausejour

In data 24 settembre 2009 è stato completato il parco eolico di Pannecè Beausejour situato nei comuni di Pannecé e di Bonnoeuvre con una capacità installata di 10 MW.

Ottobre

Entrata in esercizio della centrale geotermica di Sasso II

Il 15 ottobre è entrata in servizio la centrale geotermica di Sasso II, centrale che ha una capacità di 20 MW ed è in grado di produrre 130 milioni di kWh, corrispondenti ai consumi di 50mila famiglie.

Acquisizione parchi eolici in Bulgaria

Enel Green Power ha perfezionato l'acquisizione di due impianti eolici – Kamen Bryag e Shabla – per una capacità installata complessiva di 42 MW, situati nelle zone con più alto potenziale eolico di tutto il paese (2600-2700 ore equivalenti). Il progetto ha previsto l'acquisizione da parte di Enel Green Power Bulgaria E.A.D. del 100% delle sette società di scopo che fanno riferimento al progetto Kamen Bryag, del 100% del parco eolico di proprietà delle sette società di scopo che fanno riferimento al progetto Shabla e di un diritto di prelazione per ulteriori nove turbine nelle due aree di interesse.

Rinnovabili in Grecia

In data 23 ottobre 2009 Enel Green Power ha concluso un'importante operazione di acquisizione di cinque società controllate da Domiki Crete S.A., società quotata alla borsa di Atene, e da ATESE S.A..

Tali cinque società, oltre a possedere un impianto in esercizio di recente costruzione (6 MW), 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.

Lo schema dell'operazione ha previsto l'acquisto da parte di Enel Green Power di un impianto eolico in esercizio (6 MW), di un progetto eolico in sviluppo (7 MW) e di un progetto ibrido (impianto eolico e centrale idroelettrica di pompaggio) di 12 MW e di un parco eolico di 5 MW, situati sull'isola di Creta.

Il costo complessivo di acquisizione delle due suddette società è stato di 14 milioni di euro. Inoltre è stato stipulato un accordo di sviluppo che prevede il riconoscimento in favore di Enel Green Power di 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 siti in

Macedonia e nell'area del Peloponneso di capacità complessiva di 248 MW. L'opzione potrà essere esercitata da Enel una volta che le suddette società avranno ottenuto le licenze di costruzione dei parchi eolici.

Il valore dell'operazione è complessivamente pari a 14 milioni di euro.

Nuovo eolico in Francia

Il 21 ottobre 2009, Enel Green Power S.p.A. ha messo in esercizio due parchi eolici composti da sei turbine da 2 MW nel sito di "Le Nouret" e tre turbine da 2 MW nel sito di "Le Noyer", per una capacità installata totale di 18 MW. Entrambe le centrali si trovano nella Vallée d'Arce, nella regione di Champagne-Ardenne e rientrano in un progetto più ampio che raggiungerà i 30 MW divenendo il principale sito eolico in Francia di Enel Green Power.

Diamante

Il 23 ottobre 2009 è stato inaugurato, dopo 3 anni di ricerca, Diamante, sistema integrato di produzione fotovoltaica capace di immagazzinare durante il giorno l'elettricità prodotta dai pannelli fotovoltaici e di rilasciarla durante la notte.

Novembre

Accordi di sviluppo in Messico

In data 26 novembre 2009, Enel Latin America B.V. ha firmato un accordo con SoWiTec Operation GmbH ("SoWiTec Germany") e SoWiTec de México Energías Renovables S. de R.L. de C.V. ("SoWiTec Mexico"), per sviluppare progetti eolici in Messico, per una capacità totale fino a 1.000 MW. Con questo accordo Enel ha acquisito il diritto in esclusiva ma non l'obbligo ad acquistare i progetti sviluppati da SoWiTec quando questi arrivano ad un certo stadio di sviluppo ("buildable stage") ad un prezzo predefinito. I progetti hanno una capacità preliminare compresa tra i 100 e i 200 MW e sono situati nel Messico settentrionale, nel Golfo del Messico e nelle regioni continentali.

Renovables de Guatemala

Enel Green Power ha sviluppato tramite Renovables de Guatemala S.A. (di seguito "RdG"), società interamente controllata dal Gruppo Enel attraverso le società Enel Latin America B.V. (99,999%) ed ENEL Guatemala S.A. (0,001%), il Progetto "Palo Viejo" che prevede la realizzazione e la gestione di un nuovo impianto idroelettrico, localizzato nella Municipalità di San Juan Quetzal (Guatemala), con capacità installata di 84 MW. L'investimento complessivo sarà pari a circa 180 milioni di euro. Tale progetto rientra tra quelli agevolabili sulla base della Legge N.100 del 1990, "Costituzione di imprese in paesi al di fuori dell'Unione europea" che prevede due forme di agevolazione: la partecipazione al capitale dell'impresa estera della Simest (fino al limite massimo del 25% del capitale sociale della estera e del 49% complessivo se si utilizza anche il Fondo di Venture Capital del Ministero per lo Sviluppo Economico) e il contributo in c/interessi per un importo limite (nell'anno solare) di finanziamento di 40 milioni di euro per impresa e 80 milioni di euro per gruppo economico. La durata massima del finanziamento è di 8 anni a partire dalla prima erogazione.

Geronimo Wind Energy L.L.C.

Il 26 novembre Enel Green Power, attraverso la controllata Enel North America Inc., ha firmato un accordo con Geronimo Wind Energy L.L.C., un'utility sviluppatrice di impianti eolici con sede in Minnesota, finalizzato all'acquisizione di una partecipazione azionaria e alla creazione di una partnership strategica. Le due aziende coopereranno nello sviluppo di una pipeline eolica di 4000 MW di capacità installata nel Midwest settentrionale e, potenzialmente, in altre regioni degli Stati Uniti.

Entrata in esercizio di 30 MW eolici in Spagna

In Castilla La Mancha sono entrati in funzionamento l'impianto eolico di Valdelacasa e in Castilla y León l'impianto eolico Espina rispettivamente con 12 MW e 18 MW di capacità installata.

Dicembre

Enel Green Power Hellas

Nel mese di dicembre, è stata costituita la società di diritto greco Enel Green Power Hellas S.A., a cui sono state assegnate le partecipazioni nelle società greche Wind Parks of Thrace, International Wind of Thrace, International Wind Power e Hydro Constructional. Le ulteriori società greche verranno trasferite nel corso del 2010.

Il contributo dell'energia rinnovabile alla sostenibilità

Creazione di valore per uno sviluppo sostenibile

Enel Green Power, come società facente parte del Gruppo Enel, si impegna, nello svolgere il proprio business, ad agire in un'ottica stakeholder-oriented, tenendo quindi in grande considerazione le istanze provenienti dai gruppi di interesse che la circondano.

È in questa ottica che Enel in tutto il suo perimetro attua pratiche di CSR (Corporate Social Responsibility), che vengono puntualmente rendicontate ogni anno all'interno del Bilancio di Sostenibilità (per maggiori informazioni www.enel.com/sostenibilita)

Le fonti rinnovabili hanno vissuto negli ultimi anni una crescita senza precedenti grazie all'avanzamento tecnologico e al forte sostegno politico in tanti Paesi. Alla fine del 2008 la capacità totale installata a livello mondiale era di 1.150 GW. Le stime più caute ci dicono che entro il 2020 si potrà avere un ulteriore aumento di 700 GW e quelle ottimiste, parlano di una crescita di altri 1.900 GW, che corrisponderebbe a un raddoppio della capacità installata in soli 12 anni. A tirare questo sviluppo delle rinnovabili è stata soprattutto l'Europa ma il Nord America, grazie al New Deal "verde" di Obama, si candida a giocare un ruolo importante nel prossimo futuro.

In questo contesto così promettente si colloca la nascita di Enel Green Power che, a partire dalla fine del 2008, si è subito affermata sulla scena internazionale come I.E.A.D. del settore in termini di produzione di energia, presenza geografica e diversificazione tecnologica.

Enel Green Power è una società che opera in Europa, Nord America, Centro e Sud America con una potenza installata di circa 4.500 MW provenienti da fonti rinnovabili. È nella sua natura dunque il commitment verso l'ambiente e le generazioni future per contribuire ad un futuro in cui la riduzione delle emissioni può contribuire a un miglioramento della vita delle persone in un ambiente più pulito.

La sua forza si basa su un paradigma di crescita molto innovativo. Innanzitutto si basa sull'importanza di un mix bilanciato di tecnologie: per questo motivo è in grado di produrre energia da diverse fonti, dall'eolico on-shore al solare fotovoltaico, dalla geotermia all'idroelettrico, fino alle biomasse.

Cosa c'è dunque nel futuro? Enel Green Power è legata alla via dello sviluppo sostenibile che molti Paesi hanno sposato a livello globale, vedendo nel settore delle energie rinnovabili la principale leva. I mercati delle rinnovabili vivranno nei prossimi dieci anni crescita molto forti che saranno fonte di grandi opportunità da cogliere. Il vento giocherà un ruolo importante, ma all'orizzonte ci sono possibilità molto interessanti in tutte le principali tecnologie, emergenti come il sole, o più consolidate come l'idroelettrico e il geotermico.

L'impegno sarà orientato allo sviluppo in un settore ad alta crescita che Enel Green Power contribuirà a rendere sostenibile non solo da un punto di vista ambientale e sociale, ma anche da quello economico, in maniera da rendere disponibile la grande offerta di risorse naturali per un numero sempre più vasto di consumatori.

Ma per la sostenibilità l'impegno non è rivolto solo all'ambiente. Come Società del Gruppo Enel, Enel Green Power si impegna ad essere un buon cittadino nei Paesi in cui opera: le

azioni sono guidate dal Codice Etico, valido su tutto il perimetro del Gruppo, che delinea i principi di buona condotta a cui tutti si devono attenere, nel rispetto della correttezza e della trasparenza dell'azione, ma soprattutto dei diritti umani. Allo stesso tempo la responsabilità sociale si traduce in azioni concrete a sostegno dei territori in cui l'Azienda si inserisce. In America Latina si impegna nello sviluppo della cooperazione e nel mantenimento di relazioni strette con gli stakeholder attraverso iniziative di CSR per la cultura, l'educazione, la salute e il benessere delle comunità presso cui lavora.

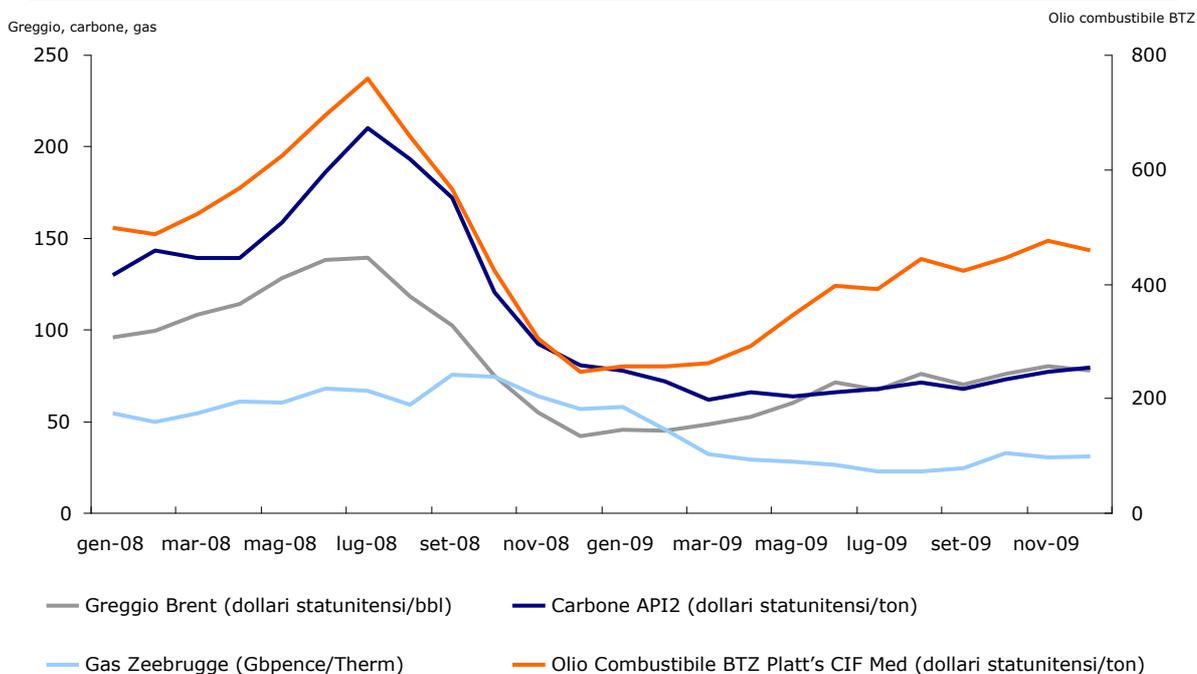
Un esempio su tutti: Enel Costa Rica – che fa capo a Enel Green Power – dimostra che la sostenibilità può partire dagli stessi "cittadini Enel". Attraverso un Comitato di Gestione Sociale si avviano iniziative di Responsabilità Sociale insieme alle comunità stesse, rendendole protagoniste del proprio sviluppo.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

Nei grafici seguenti sono rappresentati gli andamenti nel biennio 2008-2009 dei principali indicatori di mercato.

Prezzo Combustibili



Nel 2009 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno registrato un graduale recupero dai minimi toccati sul finire del 2008. Alla base del recupero la fiducia da parte degli operatori nella ripresa dell'economia mondiale, piuttosto che l'effettivo rafforzamento dei fondamentali di mercato.

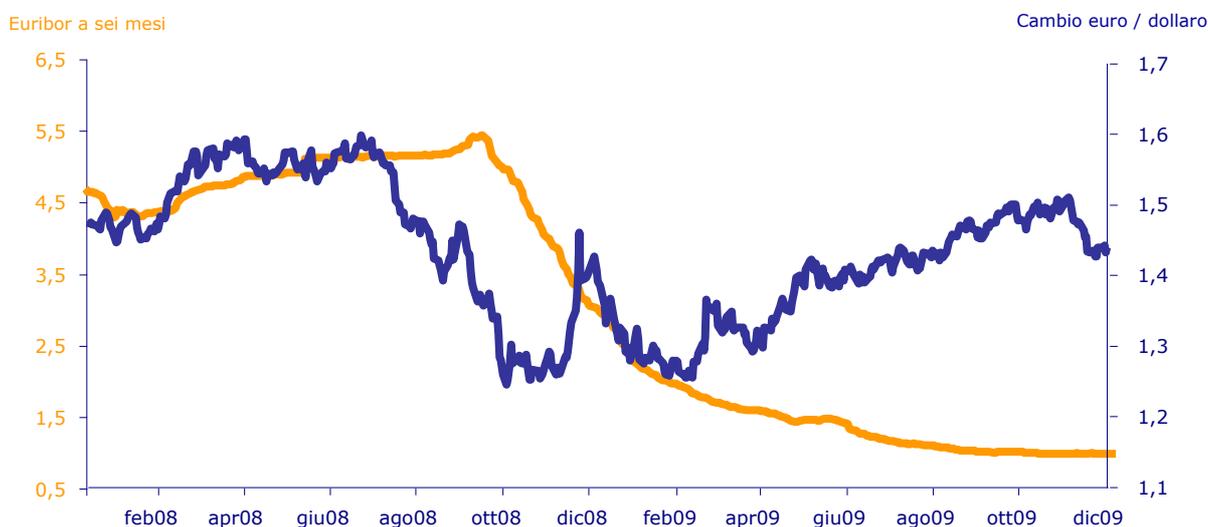
I prezzi del Brent, dopo la brusca caduta di oltre 75% avvenuta tra luglio e dicembre del 2008, hanno continuato a mantenere quotazione depresso per tutto il primo trimestre del 2009. Solo a partire dal secondo trimestre è iniziata una lenta e faticosa ripresa che ha riportato da agosto la *commodity* sopra i 70 dollari statunitensi a barile. Rispetto all'anno precedente il prezzo medio del Brent nel 2009 ha segnato un decremento di oltre il 30%, passando da 97,7 dollari statunitensi al barile a 62,0 dollari statunitensi.

Nel corso del 2009 le quotazioni del carbone hanno registrato un andamento analogo a quello del greggio. Il prezzo del carbone Cif ARA (API2), dopo i picchi dell'estate del 2008 (224 dollari statunitensi alla tonnellata nelle prime settimane di luglio) è tornato a risalire nel secondo semestre del 2009, passando dal minimo dell'anno di 55 dollari statunitensi a tonnellata (inizio marzo 2009) a 82 dollari sul finire dell'anno. Rispetto al 2008 il prezzo medio del carbone Cif ARA nel 2009 ha registrato un decremento di oltre il 50%, passando da 147,2 dollari statunitensi alla tonnellata a 70,4 dollari statunitensi.

Il prezzo medio del gas naturale nel *hub* europeo di Zeebrugge è passato da 62,0 GBpence/therm a 32,1 GBpence/therm, registrando una diminuzione del 48%.

Infine, il prezzo medio dell'olio combustibile BTZ ha subito un decremento del 30,0%, passando da 529,3 dollari statunitensi a tonnellata nel 2008 a 370,7 dollari statunitensi nel 2009.

Mercato monetario



I mercati monetari nel 2009 e nel 2008 hanno evidenziato degli andamenti altalenanti, prevalentemente da addebitare alla crisi che ha colpito i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media del 2008 pari a 1,47 a una media del 2009 pari a 1,39, con un ribasso del 5,4%. Il tasso Euribor a 6 mesi, invece, è passato da una media del 4,73% nel 2008 al 1,43% nel 2009, risentendo di un significativo calo dei tassi a partire dal quarto trimestre 2008.

Andamento economico nei paesi di riferimento

Nel 2009 l'economia internazionale è stata caratterizzata da una profonda recessione, la più grave dall'ultimo dopoguerra, iniziata a fine 2007 a seguito dello *shock* finanziario avvenuto nell'estate dello stesso anno. La recessione ha attraversato la fase più acuta nel primo semestre del 2009. Il secondo trimestre del 2009, grazie al concretizzarsi degli effetti degli interventi in tema di politica monetaria e di bilancio messe in campo dai Governi a livello mondiale, ha segnato il superamento del punto di minimo del ciclo economico e nel terzo trimestre in quasi tutte le economie è stata registrata un'inversione di tendenza. Anche i prezzi delle *commodity* dalla seconda metà del 2009 hanno segnalato l'uscita dalla fase più acuta della crisi, registrando un recupero rispetto ai primi mesi dell'anno: il prezzo del Brent ha chiuso il 2009 a 77 dollari statunitensi per barile (a febbraio 40 dollari statunitensi per barile), tornando sui livelli del 2007.

Sul fronte valutario, l'euro ha chiuso il 2009 a 1,44 euro/dollaro statunitense, grazie al recupero registrato nella seconda metà dell'anno indotto dal ritorno degli investimenti nei mercati a maggior rischio (nel secondo semestre 1,45 euro/dollaro statunitense a fronte di 1,33 nel primo semestre).

Nel 2009 il PIL mondiale ha subito una riduzione del 2,1%, contro una crescita del 2,0% registrata nel 2008.

Nel 2009 la caduta del PIL negli Stati Uniti (-2,4% nel 2009 a fronte di un +0,4% nel 2008) e nell'area Euro (-4,1% nel 2009 a fronte di un +0,6% nel 2008) è stata determinata principalmente dalla diminuzione degli investimenti indotta dalla restrizione del credito e dal calo della domanda internazionale. I consumi delle famiglie, che hanno risentito della caduta degli indici di borsa e della crescita della disoccupazione, hanno però mantenuto i livelli grazie alla tenuta del potere di acquisto, sostenuto dalla caduta dell'inflazione e dagli stimoli fiscali.

La spesa pubblica ha limitato il tracollo della domanda interna e posto le basi per la ripresa dell'economia già a partire dal 2009. A pagare le conseguenze di tali interventi è stato il debito pubblico che sia negli Stati Uniti che nell'area Euro ha registrato un sensibile aumento. Nell'area Euro la recessione ha avuto intensità diverse nei vari Paesi legate al tipo di intervento governativo adottato e ai differenti modelli di sviluppo. L'economia tedesca ha sofferto più degli altri Paesi del brusco arresto del commercio mondiale, mentre in Spagna la crisi del mercato immobiliare ha influito sensibilmente sulla domanda interna e sul mercato del lavoro.

In Italia nel 2009 l'economia ha attraversato un periodo di profonda crisi (PIL -5,0%), nonostante il recupero avvenuto nel terzo e quarto trimestre grazie principalmente alla stabilizzazione della domanda interna. Ad aggravare il quadro economico italiano i dati della Finanza Pubblica, con un disavanzo del settore statale quasi doppio rispetto al 2008.

Nel 2009 i Paesi dell'Europa orientale e la Russia (PIL -7,9%) hanno registrato una profonda recessione determinata dal crollo degli investimenti (che hanno risentito della diminuzione di flusso di capitali esteri e delle difficili condizioni di credito) e delle esportazioni.

In calo anche l'economia dei Paesi dell'America Latina (PIL -0,5%) dopo gli elevati tassi di crescita registrati negli anni precedenti (PIL 2008 +4,8%, 2007 +6,0%).

Nella seguente tabella sono evidenziati i *trend* di crescita del Prodotto Interno Lordo nei principali Paesi in cui opera Enel.

Incremento annuo PIL in termini reali

%	2009	2008
Italia	(5,0)	(1,3)
Spagna	(3,6)	0,9
Portogallo	(2,8)	(0)
Grecia	(2,0)	2,0
Francia	(2,2)	0,3
Bulgaria	(5,1)	6,0
Romania	(7,2)	7,1
Brasile	(0,2)	5,1
Cile	(1,7)	2,9
Messico	(6,4)	1,4
Canada	(2,5)	0,4
USA	(2,4)	0,4

Fonte: Istituti Nazionali di Statistica ed elaborazioni Enel su dati Global Insight, EUROSTAT, IMF, OECD, Barclays, Credit Suisse, Morgan Stanley, Goldman Sachs, UBS, HSBC.

I mercati dell'energia

Italia

Secondo gli ultimi dati consuntivi disponibili (di Terna S.p.A.), nel 2009 i consumi di energia elettrica in Italia si sono attestati a 316.852 milioni di kWh, valore in diminuzione del 7% rispetto al 2008.

A fronte di tale riduzione dei consumi, si è registrata una diminuzione della produzione netta nazionale (- 28.935 milioni di kWh, pari al 9%) ed un aumento del saldo netto delle importazioni (+4.415 milioni di kWh, pari al 11%).

Nel seguente prospetto sono evidenziati i flussi di energia elettrica in Italia ed il contributo delle varie fonti nel periodo considerato:

Milioni di kWh	2009	2008	Variazione	
Produzione lorda:				%
termoelettrica	225.987	261.328	(35.341)	(14%)
idroelettrica	51.743	47.227	4.516	10%
geotermoelettrica	5.347	5.520	(173)	(3%)
eolica	6.087	5.055	1.032	20%
Totale produzione lorda	289.164	319.130	(29.966)	(9%)
Consumi servizi ausiliari	(11.034)	(12.065)	1.031	(9%)
Produzione netta	278.130	307.065	(28.935)	(9%)
Importazioni nette	44.449	40.034	4.415	11%
Consumi per pompaggi	(5.727)	(7.618)	1.891	(25%)
Energia richiesta sulla rete	316.852	339.481	(22.629)	(7%)

Nota: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2009)

Nel 2009 la produzione netta nazionale ha coperto l'87,8% della richiesta, contro il 90,5% del 2008. Il restante 13,2% (10,5% nel 2008) della richiesta di energia elettrica è stata fronteggiata con importazioni.

A sua volta la produzione nazionale è risultata per il 81,3% (85,1% nel 2008) da fonte termoelettrica, per il 18,6% (15,4% nel 2008) da fonte idroelettrica e per il residuo 4,1% (3,4% nel 2008) da fonte geotermoelettrica ed eolica.

Le prime stime di fine anno, elaborate del Dipartimento Energia del Ministero dello Sviluppo Economico intersecando i risultati dell'attività di dispacciamento di Terna e quella di qualifica degli impianti per l'incentivazione fatta dal GSE-Gestore Servizi Energetici, hanno messo in evidenza una maggior produzione di elettricità da fonti rinnovabili, con un incremento del 13% rispetto al 2008. Si è così passati da 58,16 TWh registrati a fine 2008 a circa 66 TWh stimati a fine 2009.

L'accelerazione maggiore tra le fonti rinnovabili si registra nella produzione di energia solare da impianti fotovoltaici, che da un anno all'altro è passata da 193 GWh a circa 1.000 GWh del 2009, con un incremento di oltre il 400%. Rilevante pure il dato di produzione del settore eolico, che è passato da 4.861 GWh del 2008 a circa 6.600 GWh dell'anno scorso, con un aumento del 35%.

Estero

Andamento della domanda di energia elettrica

TWh	2009	2008	2009-2008
Spagna	251	263	(4,6%)
Portogallo	50	51	(2,0%)
Francia	486	494	(1,6%)
Grecia	52	56	(7,1%)
Bulgaria	33	34	(2,9%)
Romania	50	55	(9,1%)
Brasile	445	453	(1,8%)
Cile ⁽²⁾	41	41	-
Messico ⁽³⁾	198	208	(4,8%)
USA ⁽³⁾	3.570	3.765	(5,2%)

(1) Europa/Urali.

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

(3) Al netto perdite di rete.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

Aspetti Normativi e Tariffari

Italia

Da alcuni anni le autorità pubbliche a livello europeo, a livello nazionale e a livello locale si adoperano per promuovere l'uso di fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Nel nostro paese ciò si è tradotto in numerose misure incentivanti rivolte sia agli operatori del settore energetico che alle imprese e ai cittadini.

A livello nazionale, sono operative misure pubbliche che incentivano o facilitano le fonti rinnovabili quali Certificati Verdi e Certificati Bianchi, Conto energia, Scambio sul posto, Tariffa onnicomprensiva, Ritiro dedicato, CIP6. Vi sono, poi, anche detrazioni fiscali che incentivano l'efficienza energetica degli edifici esistenti, destinate ai singoli cittadini, alle imprese e agli enti.

Ritiro dedicato

Il regime di cessione dell'energia elettrica mediante ritiro dedicato da parte del Gestore dei Servizi Elettrici (di seguito GSE) rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita al GSE dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa.

Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono previsti prezzi minimi decrescenti all'aumentare della produzione.

Con la delibera n. 280/07 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG) ha previsto di differenziare tali prezzi in accordo con la peculiarità per ciascuna fonte. La pubblicazione di prezzi minimi garantiti per fonte ha preso il via dal settore idroelettrico (del. AEEG 109/08) demandando a provvedimenti successivi la revisione dei prezzi minimi garantiti per le altre fonti.

Servizio di scambio sul posto

Il servizio di scambio sul posto (SSP) consiste nel realizzare un saldo fisico pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa in rete e quella prelevata su base annuale (*net metering*). Possono beneficiare dello SSP gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007, DM 18.12.08).

La particolare forma di autoconsumo in sito consentita dallo scambio sul posto (controbilanciamento di partite di energia elettrica con diverso valore) consente al soggetto interessato di non sostenere l'onere di approvvigionamento connesso al valore dell'energia elettrica prelevata fino a concorrenza del valore dell'energia elettrica immessa in quanto l'energia elettrica scambiata è assimilabile ad energia elettrica prodotta e autoconsumata. Lo SSP presuppone un unico punto di connessione dell'impianto di prelievo e produzione (contatore bidirezionale).

A partire dal 1° gennaio 2009 tale servizio viene erogato direttamente dal GSE, mentre prima veniva svolto dalle imprese distributrici. Il servizio erogato dal GSE da titolo al richiedente di percepire annualmente un contributo in conto scambio espresso in Euro, comportando quindi una compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

I Certificati Verdi

Il sistema dei Certificati Verdi, previsto dall'art. 11 del Decreto Bersani, prevede l'obbligo di immissione a decorrere dall'anno 2001 per gli importatori e per i produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili. Gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purchè immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale. I certificati verdi sono titoli negoziabili che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Dal 2012, il meccanismo dei Certificati Verdi cambierà profondamente, perché l'"obbligo" graverà su soggetti titolari di contratti di dispacciamento in prelievo ovvero sui venditori. Il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro garantito (entro giugno 2010) dei CV rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2007, 2008 e 2009, ad eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento: tale prezzo, pari a 88,91 euro/MWh, corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del GME (Gestore del Mercato Elettrico) nel triennio 2007-2009.

I Certificati Bianchi

Il sistema di incentivazione noto come "Certificati Bianchi" (il cui nome tecnico è "Titoli di Efficienza Energetica", TEE) è operativo dal 2005. Si tratta di un complesso meccanismo che prevede "obblighi" a carico dei distributori di energia elettrica e gas naturale, combinati con "benefici" offerti a soggetti che realizzano gli interventi di riduzione e miglioramento negli usi finali di energia.

In particolare, ai distributori di energia elettrica e gas naturale è richiesto per legge di ottenere il risparmio di una ben definita quota di energia. Essi possono provvedere direttamente a effettuare interventi di efficienza energetica presso i propri clienti, ottenendo i certificati bianchi corrispondenti oppure comperare certificati bianchi in quantità corrispondente alla quota non ottenuta.

Un certificato equivale al risparmio di 1 tonnellata equivalente di petrolio (tep), che è l'unità convenzionale di misura usata comunemente nei bilanci energetici per esprimere tutte le fonti di energia tenendo conto del loro potere calorifico.

Tariffa fissa onnicomprensiva

Le Tariffa onnicomprensiva – come meglio spiegato successivamente – è un incentivo monetario, differenziato per fonte, che viene concesso – in alternativa ai Certificati Verdi – per l'energia elettrica netta immessa in rete. E' un beneficio studiato per promuovere i piccoli impianti, semplificando le procedure e garantendo un ritorno fisso e prevedibile. E' allargato a tutte le rinnovabili (con esclusione della fonte solare), e viene concesso per un periodo di 15 anni.

Conto energia fotovoltaico

Il Conto energia è l'incentivo studiato per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Esso consiste nell'attribuzione di una tariffa incentivante per tutta l'energia prodotta dall'impianto e nella scelta tra due regimi di produzione/utilizzo dell'energia prodotta, a seconda della propria convenienza e della taglia dell'impianto: lo scambio sul posto o il ritiro dedicato.

Come noto, dopo il 31 dicembre 2010 le tariffe del conto energia saranno oggetto di riesame. È già allo studio dei Ministeri competenti una bozza di nuovo decreto per il regime incentivante dal 2011 in poi.

Si è in attesa della pubblicazione del documento ufficiale.

Convenzioni CIP 6/92

È l'acronimo che contraddistingue il Provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6 dell'aprile 1992, il quale stabiliva i prezzi con i quali i privati potevano vendere all'Enel (ora al GSE) energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile o assimilata ad un prezzo superiore a quello di mercato. Tale normativa conteneva tuttavia la equiparazione ai fini incentivanti delle fonti rinnovabili propriamente dette e di quelle assimilate (di fatto termiche con utilizzo dei reflui).

Il Dm 2 dicembre 2009 "Meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92" disciplina l'uscita di alcune tipologie di impianti dal regime di convenzione ritenuto ormai "scarsamente efficiente rispetto ad un assetto di mercato liberalizzato". La risoluzione anticipata deve essere volontariamente richiesta dai produttori.

Il corrispettivo cui i produttori hanno diritto è costituito da tutti gli incentivi ancora da maturare, rivalutati secondo gli indici Istat, rapportati alla potenza e al numero di ore equivalenti/anno per gli anni residui della convenzione; il tutto scontato al tasso del 6%. Ad oggi il Gruppo dispone di un solo impianto che beneficia dell'incentivazione CIP 6 fino al 13 febbraio 2010.

Il DM 18 dicembre 2008

Con la Legge finanziaria del 2008 (L. 244/2007), il Parlamento ha modificato i meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati con fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007. La stessa legge ha rimandato ad una serie di decreti ministeriali l'attuazione delle nuove norme. Un primo passo è stato compiuto con l'approvazione da parte del Ministro dello sviluppo economico del DM 18/12/08 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244".

Nel definire i sistemi di incentivo, la Finanziaria 2008 distingue tra impianti di piccola taglia, cioè con potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), ed impianti di taglia superiore. I primi, al momento della richiesta di qualificazione IAFR (Impianti alimentato a fonti rinnovabili) dell'impianto, possono scegliere tra due meccanismi di incentivazione: una tariffa omnicomprensiva (TO) riconosciuta ad ogni kWh prodotto o la partecipazione al mercato dei Certificati Verdi (CV). Gli impianti di taglia medio-grande sono invece esclusi dall'applicazione della tariffa omnicomprensiva e devono partecipare al mercato dei CV. Entrambi i meccanismi di incentivazione sono differenziati per fonte. In particolare, la tariffa omnicomprensiva assume valori diversi per le diverse fonti rinnovabili e nel meccanismo dei CV la differenziazione interviene, invece, nella determinazione della quantità di certificati riconosciuti all'impianto per ogni MWh di produzione rinnovabile ed è attuata,

operativamente, attraverso la definizione di coefficienti di correzione; questi fattori sono utilizzati per calcolare la produzione rilevante ai fini dell'emissione dei certificati, a partire dalla produzione effettiva.

Il DM 18/12/08 ha definito, in parte, le modalità attuative dei nuovi meccanismi, introducendo alcune novità rispetto alle regole in vigore. Tra queste:

- l'aggiornamento dei criteri e delle procedure di calcolo dell'energia elettrica avente diritto a CV o a TO, fornendo una nuova e più trasparente definizione dell'energia annua avente diritto agli incentivi;
- la classificazione delle fonti bioenergetiche e differenziazione degli incentivi;
- la revisione di alcune regole generali del sistema di promozione delle rinnovabili. In particolare, il DM 18/12/2008, sempre in attuazione della Finanziaria 2008, stabilisce i criteri di incompatibilità tra i diversi strumenti di sostegno presenti in Italia. Pertanto la produzione di energia elettrica da impianti alimentati a fonti rinnovabili che abbia ottenuto titoli di efficienza energetica o esenzione dalle accise o altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi, non hanno diritto a CV o TO. Il decreto prevede una deroga per i soli impianti alimentati a biomasse da filiera, per cui è previsto che i CV e la TO siano cumulabili con altri incentivi pubblici non eccedenti il 40% del costo dell'investimento. Ai fini dell'applicazione della cumulabilità è consentito anche l'uso di biomasse non da filiera in percentuale $\leq 20\%$.

Altre novità, infine, riguardano:

- l'esclusione della produzione di elettricità da impianti che beneficiano della TO dalla quantità di energia elettrica sottoposta a obbligo di immissione di energia rinnovabile ex art. 11 del D. lgs. 79/99;
- la previsione di un obbligo di registrazione dei CV scambiati al di fuori del mercato organizzato dal GME con comunicazione del prezzo. Il GME ha, di conseguenza potenziato il sistema per la registrazione degli scambi bilaterali (quantità, prezzi e tipologia di certificati);
- la possibilità, sempre per gli impianti entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2007 e di potenza ≤ 200 kW, di optare per il meccanismo dello scambio sul posto regolato, in alternativa alla TO.

Legge Sviluppo n. 99/09

Tra le principali novità contenute nella legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" si rileva:

- la possibilità per i Comuni con popolazione inferiore a 20.000 ab. di fruire dello scambio sul posto per i propri impianti sino a 200 kW, con esenzione dell'obbligo di coincidenza tra punto di immissione e punto di prelievo;
- la possibilità per i Comuni di cedere a privati proprie aree per la realizzazione di impianti fotovoltaici ai fini dell'erogazione dell'incentivo in conto energia e dei servizi di scambio sul posto;
- dal 2011 l'obbligo di immettere energia rinnovabile nel sistema elettrico, o di acquisire un numero corrispondente di CV viene spostato dai produttori in capo ai soggetti titolari di contratto di dispacciamento in prelievo;
- il conferimento al Governo della delega all'adozione di provvedimenti per la determinazione di un nuovo assetto della normativa in tema di geotermia;

- la verifica di VIA per gli impianti non termici per la produzione di energia, vapore e acqua calda di potenza superiore a 1 MW e per gli impianti eolici di potenza superiore a 1 MW;
- In relazione allo spostamento della quota d'obbligo dei certificati verdi dai produttori ai venditori, è necessario evidenziare che il decreto legge n. 135/2009, convertito con legge 20 novembre 2009 n. 166 prevede, all'articolo 7 bis, il posticipo di tale obbligo al 2012.

In relazione, invece, al riassetto della normativa in materia di geotermia, il MSE ha predisposto una bozza di decreto ove in materia di scadenza delle concessioni si ribadisce che vengono fatti salvi gli accordi già sottoscritti con le regioni. Si evidenzia che Enel Green Power ha un accordo con la regione Toscana che prevede la scadenza delle concessioni geotermiche al 2024.

Rendita idroelettrica

Con delibera del 28 maggio 2009, ARG/elt 63/09, "Determinazione dei costi fissi medi unitari ai fini della definizione della rendita idroelettrica per la società AEM Torino S.p.A. (oggi Iride Energia S.p.A.), ACEA S.p.A. e Erga S.p.A. (ora Enel Green Power S.p.A.) ai sensi dell'articolo 35, comma 35.4, della deliberazione 228/01", l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in seguito alla richiesta di rideterminazione della rendita idroelettrica presentata da Enel nel 2001, ha determinato il livello dei costi fissi con riferimento a 7 impianti di proprietà di Enel Green Power. In ottemperanza a tale delibera, CCSE ha versato ad Enel Green Power un importo pari a 3.433.807 milioni di euro.

Linee guida fonti rinnovabili

Come noto, l'art. 12 del decreto legislativo 387/03 prevede che il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e il Ministro per i beni e le attività culturali, porti all'approvazione della Conferenza unificata Stato/Regioni le linee guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Le linee guida sono finalizzate anche ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio.

Gli Uffici dei tre Ministeri, in collaborazione con una rappresentanza delle regioni, hanno predisposto una bozza di linee guida. La bozza, già approvata dal Ministero dello sviluppo economico, è attualmente all'esame delle altre amministrazioni coinvolte (MIBAC, MATTM e Regioni).

Resto d'Europa

Spagna

Regio Decreto n. 1578/08

Come previsto dal Regio Decreto n. 1578/08 nel corso del 2009 si sono tenute quattro *convocatorias* per la presentazione di richieste di iscrizione di impianti fotovoltaici nell'apposito registro per la remunerazione. Complessivamente sono stati registrati impianti per un totale di 502 MW, di cui 161 MW relativi ad installazioni integrate e 341 MW ad installazioni di terra. Per quanto riguarda l'andamento della remunerazione assegnata agli impianti registrati (soggetta a variare in funzione del rapporto tra la capacità corrispondente alle richieste presentate ed il tetto di capacità relativi ad ogni *convocatoria*), le tariffe *feed-in*

si sono mantenute costanti per le installazioni integrate (340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 320 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW), mentre la *feed-in* per le installazioni di terra dal valore di 320 euro/MWh previsto per la prima *convocatoria* si è abbassata fino a 290,9 euro/MWh per le installazioni registrate nella quarta *convocatoria*. Il 7 dicembre 2009 il Ministero ha pubblicato l'esito della quarta *convocatoria*. Sulla base delle richieste di registrazione ricevute le tariffe da applicarsi a partire dal primo trimestre 2010 sono state fissate come segue: per le installazioni integrate, 340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW (invariate rispetto al periodo precedente) e 311,7 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW; per le installazioni di terra, 281 euro/MWh.

Regio Decreto Legge n. 6/2009

Il Regio Decreto Legge n. 6/2009 istituisce un nuovo registro amministrativo in cui le nuove installazioni del regime speciale (eccetto quelle fotovoltaiche) dovranno essere iscritte per ricevere la retribuzione prevista dal Regio Decreto n. 661/2007. In base alla norma:

- il registro rimarrà aperto fino al raggiungimento del 100% degli obiettivi di potenza installata definiti dalla legge;
- le installazioni saranno iscritte in base alla data di presentazione della domanda e fino a 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 Regio Decreto ne dovrà essere stabilito uno nuovo.

Risoluzione Ministero Industria 19 novembre 2009

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 l'accordo del Consiglio dei Ministri del 13 novembre 2009 che fissa dei tetti annui di capacità per la messa in esercizio delle installazioni iscritte.

Francia

Legge a supporto dell'energia rinnovabile

Nel mese di luglio 2009 il Parlamento ha approvato la legge *Grenelle de l'Environnement*, promulgata il 3 agosto 2009. 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 implementerà quanto disposto dalla legge "*Grenelle 1*" modificando la legislazione precedente, è stata approvata dal Senato l'8 ottobre 2009 e dovrebbe essere adottata ufficialmente entro la prima metà del 2010. Alcune delle novità introdotte dalla "*Grenelle 2*" hanno una diretta incidenza sui settori energetici: tra queste, l'elaborazione di schemi regionali sulle procedure per la connessione alla rete delle fonti rinnovabili, l'estensione degli obblighi di efficienza energetica ai distributori di carburanti, la predisposizione di un quadro normativo sulla tecnologia CCS, l'estensione del beneficio di *obligation d'achat* alle amministrazioni locali e l'individuazione dell'obiettivo per lo sviluppo

della capacità eolica entro il 2020 a 25.000 MW (la produzione eolica *on-shore* entrante nel 2009 gode attualmente di tariffe di vendita di circa 86 euro/MWh).

Grecia

Legge di incentivo agli investimenti

Il 6 marzo 2009 sono stati apportati alcuni emendamenti alla legge di incentivo agli investimenti che prevedono, tra l'altro, l'eliminazione della possibilità di beneficiare dei *grant* per gli impianti fotovoltaici con potenza installata maggiore di 2 MW. Sono comunque fatte salve le richieste inoltrate alle autorità competenti precedentemente all'entrata in vigore della legge.

Legge di supporto a energie rinnovabili

Nell'ambito del sistema greco di incentivo alla generazione da fonti rinnovabili (basato sulla legge n. 2368/2006) – che prevede un meccanismo di tariffe di *feed-in* differenziate per fonte ed aggiornate annualmente – è stato introdotto un nuovo regime per la produzione da solare fotovoltaico (legge n. 3734/2009), con la definizione di nuove tariffe garantite per vent'anni ed assegnate in funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto. I progetti fotovoltaici per i quali siano stati sottoscritti contratti di vendita prima dell'entrata in vigore di questa legge possono aderire al nuovo livello tariffario.

Nel mese di giugno 2009 il Governo ha adottato una serie di misure specifiche con riferimento al regime di incentivo previsto per gli impianti fotovoltaici residenziali. In particolare, gli impianti fino a 10 KW installati sui tetti di edifici nel sistema peninsulare beneficeranno di una tariffa pari a 550 euro/MWh garantita per vent'anni e indicizzata al 25% dell'inflazione. Con specifico riferimento ai citati impianti sono previste agevolazioni ed esenzioni al regime fiscale applicabile alle vendite di energia.

Nel mese di novembre il Governo ha annunciato che nel 2010 definirà un nuovo meccanismo per la promozione delle fonti rinnovabili. È stata inoltre annunciata l'elaborazione di un nuovo quadro normativo destinato ad agevolare le procedure di autorizzazione degli impianti che producono energia da fonti rinnovabili.

Romania

Legge di supporto a energie rinnovabili

A novembre 2008 è stata approvata una nuova legge per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili, che conferma i meccanismi di supporto alle energie rinnovabili introdotti dalla legge del 2005 (obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità e sistema di certificati trasferibili, che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato). Gli impianti rinnovabili ritenuti idonei beneficeranno per 15 anni del certificato verde; in particolare, sono concessi 2 certificati per ogni MWh prodotto da impianti eolici fino al 2015 e vengono stabiliti i valori minimo e massimo del certificato verde, rispettivamente pari a 27 e 55 euro/MWh.

Il Ministero dell'Economia ha attivato il processo di notifica presso la Commissione della legge nella versione attualmente in vigore.

Bulgaria

Legge di incentivo alle rinnovabili

La legge sulle fonti di energia rinnovabili e alternative e sui biocombustibili ha introdotto in Bulgaria uno schema di incentivo basato su tariffe di *feed-in* garantite e specifiche per fonte

e sulla sottoscrizione di contratti di *Power Purchase Agreement*, della durata di 15 anni per l'eolico e fino a 25 anni per il solare, con *Natsionalna Elektricheska Kompania* (NEK). A fine marzo 2009 sono state pubblicate le tariffe per impianti rinnovabili eolici pari a circa 97 euro/MWh per le prime 2.250 ore di produzione (+1,6% rispetto all'anno precedente) e a circa 88 euro/MWh (+2,4% rispetto all'anno precedente) per le successive ore.

Centro e Sud America

Panama

Resolución de Gabinete n. 101

Il 23 agosto 2009 è stata approvata la *Resolución de Gabinete 101*, in base alla quale l'ANAM (*Autoridad Nacional del Ambiente*) avrà il potere di aggiornare le tariffe per lo sfruttamento delle risorse idriche ai fini di generazione elettrica, fissandole a un livello non inferiore a 20 dollari statunitensi/MWh. La somma così raccolta contribuirà a finanziare uno sconto (tra il 16% e il 25%) per i clienti con consumi inferiori a 500 KWh mensili, che le società di distribuzione Electra Noreste, Edemet and Edechi dovranno accordare per i consumi dei mesi da settembre a dicembre 2009.

La Risoluzione n. 101 apre inoltre la strada ad una possibile revisione della regolazione del settore elettrico, prevedendo che la Segreteria dell'Energia e l'Autorità di regolazione ASEP possano completamente rivedere la legge n. 6 /1997 attualmente in vigore e che l'Autorità *antitrust* monitori la situazione concorrenziale del mercato elettrico della generazione e adotti misure per contrastare comportamenti monopolistici.

A settembre 2009 il Governo ha presentato una proposta per la revisione della legge n. 6 del 1997. Tale proposta prevede che sia la società di trasmissione ETESA a svolgere le aste per l'approvvigionamento di energia da parte delle società di distribuzione, a cui successivamente dovrebbero essere trasferiti i contratti con i produttori. Il 6 ottobre 2009 è stata pubblicata la Legge 54 che modifica la Legge 6/1997. I principali cambiamenti che causano un effetto sull'operazione di Fortuna sono: l'obbligo dei generatori di promuovere fortemente la sua potenza ed energia disponibile nelle aste di acquisto e vendita di energia; sanzionare fino a 20 milioni di dollari a quelli che non compiano il punto anteriore; e dichiarare all'Impresa Nazionale di Trasmissione come l'addetta per portare a termine gli atti di licitazione di acquisto di energia. Il 03 dicembre 2009 è stato firmato il contratto per l'energia eccedente per il 2010, nel quale Enel Fortuna offre la sua energia ad un prezzo di 0.065 \$/KWh. La nuova modalità di questi contratti permette ai generatori vendere parte della loro energia nel mercato spot, fino ad un livello in cui possano coprire i loro costi d'acquisto in detto mercato. Finalmente il 9 febbraio 2010, è stata pubblicata la Risoluzione di Gabinetto. Numero 2, nella quale il Governo riconosce la partecipazione attiva dei generatori nelle differenti iniziative proposte per essi, col fine di diminuire i prezzi dell'energia, e che lascia senza effetto l'articolo 1 della Risoluzione 101-2009 che accomodava la tariffa di 20 \$/MWh come imposta per l'uso dell'acqua

Brasile

Asta per la produzione di energia eolica

Il 10 febbraio 2009 il Ministero delle risorse minerarie ed energetiche ha pubblicato e sottoposto a procedura di consultazione la *Portaria* n. 52, relativa alla regolamentazione di

un'asta di energia eolica per il 2009 che dovrebbe produrre contratti ventennali con produzione dal gennaio 2012 (*Contratos de Energia de Reserva* – CER). Il 28 maggio 2009 il Ministero delle Risorse Minerarie ed Energetiche, tramite la *Portaria* n. 211 e la *Portaria* n. 366, ha definito le procedure dettagliate per l'asta eolica, le condizioni per la qualificazione dei progetti e le caratteristiche dei contratti ventennali che saranno stipulati a valle della procedura d'asta.

Nel mese di ottobre il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha posticipato la data di svolgimento di tale asta al 14 dicembre 2009 (per via dell'alto interesse suscitato e dell'alto numero di progetti iscritti a partecipare). Il prezzo massimo dell'asta è stato fissato da Aneel a 189 Real/MWh (tra 70 e 80 euro/MWh), prezzo non ritenuto remunerativo da Enel che non ha pertanto partecipato all'asta.

Instrução Normativa n° 7

Il 13 aprile 2009 l'*Instituto Brasileiro de Medio Ambiente y de los Recursos Naturales* (IBAMA) ha pubblicato la *instrução normativa* n° 7, che stabilisce che, al fine di ottenere l'autorizzazione ambientale, gli impianti di produzione elettrica a carbone ed olio combustibile dovranno predisporre un piano per la mitigazione delle emissioni di CO₂ (progetti di riforestazione, generazione da fonti rinnovabili ed efficienza energetica).

Elaborazione di una normativa generale sulle fonti rinnovabili

Nel mese di giugno 2009 è stata creata una Commissione parlamentare Speciale per le Fonti Rinnovabili di Energia, al fine di analizzare 16 progetti di legge su questo tema e consolidarli in un'unica legislazione.

I progetti sono stati protocollati a partire dal 2003 e comprendono proposte quali la creazione di un fondo dedicato a incentivare la ricerca e la generazione da fonti rinnovabili, le modifiche al Proinfa (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia*) e l'introduzione di incentivi fiscali per l'acquisto degli impianti.

Uno dei progetti di legge analizzati è il n. 630/2003, che prevede la creazione di un fondo per finanziare la ricerca e incentivare la produzione di elettricità a partire da fonti rinnovabili. La nuova legislazione brasiliana sulle fonti rinnovabili dovrebbe prevedere l'obbligo per i distributori di acquisire almeno 600 MW annui da fonti rinnovabili (equamente divisi tra eolica, biomassa e mini-idroelettrico) per un periodo di dieci anni a partire dal 2011, con contratti di fornitura ventennali selezionati secondo il criterio della tariffa più bassa.

Cile

Legge di supporto a energie rinnovabili

Il 1° dicembre 2009 la CNE (*Comisión Nacional de Energía*) ha pubblicato il regolamento di attuazione della legge 20257 del 1° aprile 2008, sulla promozione dell'energia generata da fonti rinnovabili non convenzionali (c.d. ERNC), che definisce una quota obbligatoria ed introduce un meccanismo di certificati trasferibili. A partire dal 1° gennaio 2010 e fino al 2014 entrerà in vigore l'obbligo di certificare che il 5% dell'energia destinata alla vendita ai distributori o ai clienti finali sia prodotto da fonti rinnovabili non convenzionali (c.d. ERNC). La quota è destinata a crescere dello 0,5% annuo a partire dal 2015 fino a raggiungere il 10% nel 2024.

Il regolamento prevede regole dettagliate per l'individuazione delle fonti rinnovabili che consentono di rispettare gli obblighi definiti dalla legge e dei contratti di fornitura da cui discendono tali obblighi; esso istituisce inoltre un registro delle fonti rinnovabili, che dovrà

essere realizzato e gestito in modo coordinato dalla Direzione Tariffe (*Direcion de Peajes*) dei due CDEC (*Centro de Despacho Económico de Carga*) del paese. Tale registro dovrà contenere l'elenco delle unità di generazione rinnovabili, la quantità di energia da queste prodotta, gli scambi degli eccedenti di energia rinnovabile tra imprese e le penali pagate per il mancato rispetto della legge.

Messico

Legge di supporto a energie rinnovabili

Nel mese di ottobre 2008 è stata approvata una nuova legge quadro per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, che prevede la creazione di un fondo dedicato e l'introduzione di un nuovo sistema di *feed-in*. Attualmente, è in corso di approvazione la legislazione secondaria di implementazione della legge quadro e la definizione delle regole tecniche da parte di SENER (*Secretaría de Energía*) e CRE (*Comision Reguladora de Energía*).

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.

Nord America

USA

Legge di supporto a energie rinnovabili

Negli Stati Uniti non esiste un meccanismo di incentivazione tariffaria alle fonti rinnovabili di energia a livello federale. Ad oggi 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 (10-15 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. Negli ultimi mesi le discussioni in materia di RPS e abbattimento di emissioni CO₂ sono state inserite nel più ampio dibattito del provvedimento in materia di energia e clima (HR 2454) approvato definitivamente alla Camera il 26 giugno ed ora passato al Senato per l'approvazione finale prevista per i primi mesi del 2010. Al contempo, il Senatore Bingaman ha presentato una proposta di legge (S. 1462) che comprende l'introduzione a livello federale del meccanismo RPS a supporto delle fonti rinnovabili con obbligo in capo ai venditori (parte dell'obbligo può essere assolto tramite misure di efficienza energetica). Tale proposta ha ricevuto il voto favorevole della Commissione Energia e Risorse Naturali del Senato il 17 giugno, mentre l'approvazione finale da parte del Senato è attesa per i primi mesi del 2010.

Recovery Plan

Il 17 febbraio 2009 il Presidente Obama ha ratificato il provvedimento adottato dal Congresso Americano il 12 febbraio 2009 relativo al piano da 787 miliardi di dollari destinato a stimolare l'economia (*stimulus bill*).

Il piano di aiuti all'economia prevede, tra le altre misure, lo stanziamento di circa 60 miliardi di dollari per il settore energetico, di cui 11 miliardi di dollari saranno impiegati per progetti di sviluppo infrastrutturale delle reti elettriche destinate tra l'altro a ridurre i costi di

congestione. Il piano approvato da Camera e Senato prevede anche 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 2012 per l'eolico e al 2013 per il geotermoelettrico, l'idroelettrico incrementale e le biomasse.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo Enel Green Power e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato.

Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*.

Nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

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

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

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Crediti finanziari verso altri istituti", "Titoli diversi a fair value through profit or loss per designazione" e altre partite minori, inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- > delle "Passività per imposte differite".

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".

Attività nette destinate alla vendita: definito come somma algebrica delle "Attività destinate alla vendita" e delle "Passività destinate alla vendita".

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

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", da talune partite incluse nella voce "Passività finanziarie correnti", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nel corso dell'esercizio 2009 l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

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. Enel Green Power International B.V. è una società 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.
- A 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.

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. per un corrispettivo complessivo pari a 79 milioni di euro. Le società su nominate sono operanti nel settore della generazione di energia da fonte eolica in Grecia.
- In data 30 Dicembre 2009. Enel Green Power International B.V. ha acquistato il 100% del capitale sociale di Ailiko Voskerou S.A., una società operante nel settore eolico, per un corrispettivo complessivo pari a 5 milioni di euro.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro	
	2009
Totale ricavi	1.777
Totale costi	688
Proventi netti da gestione rischio <i>commodity</i>	118
MARGINE OPERATIVO LORDO	1.207
Ammortamenti e perdite di valore	416
UTILE OPERATIVO	791
Proventi finanziari	26
(Oneri finanziari)	(161)
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI	(135)
Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	658
Imposte	219
UTILE DELL'ESERCIZIO	439
-Quota di pertinenza di Gruppo	418
-Quota di pertinenza di Terzi	21

Ricavi

Milioni di euro	
	2009
Ricavi connessi alla vendita di energia	1.332
Ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi	176
Altri ricavi e proventi	269
Totale	1.777

I "Ricavi connessi alla vendita di energia" si riferiscono 874 milioni di euro alla vendita di energia sul mercato domestico e per 458 milioni di euro alla vendita di energia all'estero. I ricavi per vendita energia sul mercato domestico si riferiscono principalmente per 475 milioni di euro al Gestore del Mercato Elettrico, per 179 milioni di euro al Gestore del Servizio Elettrico, per 46 milioni di euro all'Acquirente Unico e per 138 milioni di euro alle società del Gruppo Enel.

I "Ricavi da certificati verdi e altre forme di incentivi" si riferiscono per 171 milioni di euro alla valorizzazione della produzione di 1.910 GWh di energia utile ai fini dell'assegnazione di certificati verdi, così ripartita:

- 296 GWh a 89,85 €/MWh per complessivi 27 milioni di euro di vendita certificati verdi ad Enel Trade S.p.A. effettuata nel mese di dicembre;
- 1.614 GWh a 89,17 €/MWh per complessivi 144 milioni di euro di ricavi attesi dalla vendita dei Certificati Verdi al GSE, valorizzati alla migliore stima del prezzo di ritiro 2010 calcolato in base al disposto della normativa vigente (media ponderata degli scambi avvenuti negli anni 2007-2009).

Tali ricavi sono attribuibili per 84 milioni di euro ai 938 GWh prodotti da impianti geotermoelettrici qualificati IAFR, per 44 milioni di euro ai 488 GWh da eolico e per 43 milioni di euro ai 484 GWh da impianti idroelettrici qualificati IAFR.

Gli "Altri ricavi e proventi", pari a 269 milioni di euro, accolgono principalmente ricavi derivanti dalla vendita diretta e indiretta di materiale fotovoltaico e dalla realizzazione di impianti fotovoltaici in Italia per 109 milioni di euro, nonché ricavi da vendita certificati bianchi ad Enel Distribuzione per 48 milioni di euro.

Costi

Milioni di euro	
	2009
Energia e materiali	206
Costo del personale	172
Servizi e altri costi operativi	335
Costi capitalizzati	(25)
Totale	688

I costi per "*Energia e materiali*" si riferiscono per 157 milioni di euro all'acquisto di materiali e all'utilizzo dei materiali disponibili nei magazzini, per 37 milioni di euro all'acquisto di energia elettrica prevalentemente per la rivendita a Panama (26 milioni di euro) e per 12 milioni all'acquisto di combustibili e gas.

I costi per "*Servizi e altri costi operativi*" si riferiscono per 275 milioni di euro a costi per servizi e per 60 milioni di euro a costi operativi; in particolare i costi per servizi accolgono prevalentemente costi per manutenzioni e riparazioni (53 milioni di euro), per canoni demaniali su concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico (42 milioni di euro) e per prestazioni professionali e tecniche e consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale (26 milioni di euro); gli altri costi operativi includono principalmente imposte e tasse per 19 milioni di euro e contributi riconosciuti ad enti locali per 26 milioni di euro.

Proventi netti da gestione rischio commodity

I "*Proventi netti da gestione rischio commodity*", pari a 118 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ai contratti derivati in essere tra Enel Green Power S.p.A. e la società del Gruppo Enel Trade S.p.A., per la parte relativa 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 sono stipulati in dollari. In particolare, i proventi (oneri) netti da gestione rischio commodity accolgono proventi per 124 milioni di euro ed oneri per 6 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Il "*Margine operativo lordo*" del 2009 è pari 1.207 milioni di euro.

Utile operativo

L"*Utile operativo*" si attesta a 791 milioni di euro, tenuto conto di 416 milioni di euro di ammortamenti e perdite di valore; tali ammortamenti si riferiscono per 396 milioni di euro agli immobili, impianti e macchinari.

Oneri finanziari netti

Gli "*Oneri finanziari netti*", negativo pari a 135 milioni di euro, sono composti da 161 milioni di euro di oneri finanziari e 26 milioni di euro di proventi finanziari. Gli oneri finanziari sono relativi per 80 milioni di euro agli interessi passivi sull'indebitamento a breve termine relativo sostanzialmente al conto corrente intersocietario con il Gruppo Enel e per 54 milioni di euro all'indebitamento a lungo termine.

Imposte

Le "*Imposte*" sono complessivamente pari a 219 milioni di euro (33% dell'utile prima delle imposte) e si riferiscono per 182 milioni di euro alla capogruppo Enel Green Power.

Utile dell'esercizio

L"*Utile dell'esercizio*" del 2009 è pari a 439 milioni di euro, di cui 21 milioni di pertinenza di terzi.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Si riporta di seguito lo stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2009, confrontato con i dati al 1 gennaio 2009 che tiene conto della variazione del perimetro di consolidamento conseguente all'acquisizione di Enel Green Power International B.V. e di Enel.si S.r.l. (per un'analisi delle variazioni del perimetro di consolidamento connesse a tale acquisizione si rinvia illustrative alla Nota n. 5).

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009
Attività immobilizzate nette:		
Immobili, impianti e macchinari	7.200	6.755
Attività immateriali	259	224
Avviamento	532	454
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	261	223
Altre attività/(passività) non correnti nette	(33)	77
Totale	8.219	7.733
Capitale circolante netto:		
Rimanenze	31	82
Crediti commerciali	512	258
Crediti/(Debiti) tributari netti	(189)	(42)
Attività/(passività) finanziarie correnti nette	(10)	93
Debiti commerciali	(454)	(313)
Altre attività/(passività) correnti nette	(12)	(35)
Totale	(122)	43
Capitale investito lordo	8.097	7.776
Fondi diversi:		
TFR e altri benefici ai dipendenti	46	43
Fondo rischi e oneri futuri	81	84
Imposte differite nette	61	127
Totale	188	254
Capitale investito netto	7.909	7.522
Patrimonio netto complessivo	2.564	2.196
Indebitamento finanziario netto Enel Green Power	5.345	5.326

Il "Capitale investito netto" del Gruppo, pari a 7.909 milioni di euro è rappresentato prevalentemente dalle "Attività immobilizzate nette" pari a 8.219 milioni di euro.

Gli *"Immobili, impianti e macchinari"*, pari a 7.200 milioni di euro, presentano un incremento di 445 milioni di euro dovuto principalmente agli investimenti pari a 688 milioni di euro, ammortamenti pari a 396 milioni di euro, variazione del perimetro di consolidamento (per l'acquisizione in Grecia delle società International Wind Parks of Rhodes, International Wind Parks of Achaia e Glafkos Hydroelectric Station e della società francese Erelis) pari a 212 milioni di euro, ed effetto delle differenze cambi, pari ad un valore negativo di 21 milioni di euro.

Le *"Attività immateriali"*, pari a 259 milioni di euro, presentano un incremento di 35 milioni di euro, ed accolgono principalmente "concessioni e diritti simili" per 114 milioni di euro.

L'*"Avviamento"*, pari a 532 milioni di euro, presenta un incremento di 78 milioni di euro dovuto prevalentemente alla variazione del perimetro di consolidamento per l'acquisizione della società francese Enel Erelis S.A.S. per 26 milioni di euro, delle società greche per 53 milioni di euro e dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto delle stesse nel corso del 2008, negativo per 16 milioni di euro.

Le *"Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto"*, pari a 261 milioni di euro, includono le partecipazioni del 30% in una serie di progetti eolici in Grecia denominati Elica II, pari a 133 milioni di euro, la partecipazione al 36,2% nella società La Geo S.A. de C.V. per lo sviluppo dei progetti geotermici in El Salvador, pari a 86 milioni di euro, l'acquisizione di Geronimo Wind Energy L.L.C. per 13 milioni di euro e la partecipazione al 42% in Trade Wind Energy L.L.C. per 21 milioni di euro.

Il *"Capitale circolante netto"* risulta negativo per 122 milioni di euro al 31 dicembre 2009 e positivo per 43 milioni di euro al 1° gennaio 2009; le principali variazioni sono dovute a:

- crediti/(debiti) commerciali netti (positivi per 58 milioni di euro al 31 dicembre 2009 e negativi per 55 milioni di euro al 1° gennaio 2009) che si incrementano di 113 milioni di euro. Si evidenzia che Enel Green Power ha avviato la propria attività operativa il 1° dicembre 2008, e pertanto i crediti commerciali in essere al 1° gennaio 2009 si riferivano esclusivamente ad un mese di attività, mentre al 31 dicembre 2009 includono posizioni creditorie relative sia al mese di dicembre, sia a periodi antecedenti, in linea con i tempi di fatturazione ed incasso previsti contrattualmente;
- crediti/(debiti) tributari netti (negativi per 189 milioni di euro al 31 dicembre 2009 e negativi per 42 milioni di euro al 1° gennaio 2009) che si incrementano di 147 milioni di euro a seguito della contabilizzazione delle imposte correnti sull'utile dell'esercizio 2009 (pari a 245 milioni di euro).

I *"Fondi diversi"* evidenziano una riduzione complessiva di 66 milioni di euro, dovuta principalmente alla variazione delle imposte differite nette.

Il *"Capitale investito netto"* al 31 dicembre 2009 è pari a 7.909 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 2.564 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 5.345 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2009, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 2,08 (2,42 al 1° gennaio 2009).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto Enel Green Power

La composizione dell'*indebitamento finanziario netto Enel Green Power* è esposta nel seguente prospetto:

Milioni di euro	AI 31 Dicembre 2009	AI 1 Gennaio 2009	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
Finanziamenti bancari	724	611	113
Obbligazioni	47	62	(15)
Debiti verso altri finanziatori	260	170	90
Debiti verso parti correlate	100	32	68
Indebitamento a lungo termine	1.131	875	256
Crediti finanziari a lungo termine	(17)	(14)	(3)
Indebitamento netto a lungo termine	1.114	861	253
Indebitamento a breve termine:			
Quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	82	72	10
Utilizzi di linee di credito revolving	7	6	1
Altri finanziamenti a breve verso banche	70	5	65
Indebitamento bancario a breve termine	159	83	76
Quota obbligazioni (quota a breve)	13	12	1
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	20	23	(3)
Debiti verso parti correlate (quota a breve)	0	0	0
Altri debiti finanziari a breve termine e verso parti correlate	4.336	4.572	(236)
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	4.369	4.607	(238)
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	0	0	0
Altri crediti finanziari a breve termine e verso parti correlate	(85)	(14)	(71)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(212)	(211)	(1)
Disponibilità e crediti finanziari a breve termine	(297)	(225)	(72)
Indebitamento netto a breve termine	4.231	4.465	(234)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO Enel Green Power	5.345	5.326	19

L'indebitamento finanziario netto Enel Green Power è pari a 5.345 milioni di euro al 31 dicembre 2009, in incremento di 19 milioni di euro rispetto al 1° gennaio 2009 (5.326 milioni di euro). Con riferimento alla struttura dello stesso, si evidenzia una riduzione dell'indebitamento netto a breve termine (234 milioni di euro) e un incremento dell'indebitamento a lungo termine (253 milioni di euro), sia verso terzi che verso altre società del Gruppo.

Flussi finanziari

Milioni di euro	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 1° gennaio 2009	163
Flusso di cassa generato da attività operativa	897
Flusso di cassa assorbito da attività di investimento	(852)
Flusso di cassa assorbito da attività di finanziamento	(60)
Effetto variazione dei cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(4)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 31 dicembre 2009	144

Il *flusso di cassa generato da attività operativa* ha generato liquidità per 897 milioni di euro, tenuto conto di una variazione del capitale circolante netto, che ha assorbito liquidità per effetto principalmente della variazione delle partite commerciali (168 milioni di euro), dal pagamento degli oneri finanziari netti (79 milioni di euro) e dalle imposte (77 milioni di euro).

L'*attività di investimento* ha assorbito liquidità per 852 milioni di euro principalmente per investimenti in immobili, impianti e macchinari, pari a 674 milioni di euro, e in acquisizioni societarie (113 milioni di euro).

Il *flusso di cassa da attività di finanziamento*, negativo per 60 milioni di euro, riflette sostanzialmente la nuova emissione (349 milioni di euro) ed il rimborso (233 milioni di euro) di finanziamenti a lungo termine ed il decremento dei finanziamenti a breve (176 milioni di euro).

L'effetto combinato dei vari flussi finanziari e dell'effetto di variazione dei cambi, negativo per 4 milioni di euro, ha determinato una riduzione delle disponibilità liquide iniziali di 19 milioni di euro.

Risultati per area geografica

I risultati evidenziati nel presente Bilancio consolidato riflettono la struttura presa a riferimento dal management del Gruppo per valutare le performance.

Risultati per area geografica del 2009

Milioni di euro

	Italia	Resto d'Europa	Centro e Sud America	Nord America	Elisioni e Rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	1.248	123	262	144	0	1.777
Ricavi intersettoriali	17	0	0	0	(17)	0
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	0	0	0	0	118
Margine operativo lordo	884	77	156	90	0	1.207
Ammortamenti e perdite di valore	306	38	31	41	0	416
Utile operativo	578	39	125	49	0	791
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	0	0	0	0	0	(133)
Imposte	0	0	0	0	0	219
Utile dell'esercizio	0	0	0	0	0	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	0	744

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

Milioni di euro

	Al 31 Dicembre 2009
Totale attività	9.494
- avviamento	532
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	261
- attività finanziarie non correnti	35
- attività finanziarie correnti	228
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	144
- attività per imposte anticipate	121
- crediti per imposte sul reddito	18
Attività operativa	8.155
Totale passività	6.930
- finanziamenti*	5.659
- passività finanziarie non correnti	22
- passività finanziarie correnti	85
- TFR ed altri benefici ai dipendenti	59
- passività per imposte differite	182
- debiti per imposte sul reddito	207
Passività operativa	716

* Finanziamenti a lungo termine
 Finanziamenti a breve termine
 Quote corrente dei finanziamenti a lungo termine

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.

E' inoltre presente una struttura dedicata ad Enel.si, con responsabilità autonome rispetto all'Area Italia ed Europa.

I dati economici, patrimoniali e finanziari delle nuove strutture, determinati riclassificando i valori riportati nel presente paragrafo, sono esposte nella nota 43 delle Note Illustrative.

Italia

L'Area Italia opera, oltre che nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili (Enel Green Power S.p.A.), nell'attività di impiantistica e franchising (Enel.si S.r.l.).

Nella generazione di energia da fonti rinnovabili Enel Green Power S.p.A. è presente con 339 impianti, per un totale di 2.637 MW installati, così distinti per tipologia:

Milioni di MW	2009
Idroelettrica	1.509
Geotermica	695
Eolico e solare	433
Totale capacità installata netta	2.637

Idroelettrico

Enel Green Power gestisce in Italia 279 impianti idroelettrici (per una potenza complessiva di 1.509 MW), con un rilevante impegno professionale per la garanzia della sicurezza e della manutenzione delle opere idrauliche.

Enel Green Power S.p.A. al 31 dicembre 2009 dispone di n° 47 impianti idroelettrici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni.

E' presente un solo impianto che beneficia dell'incentivazione CIP/6 fino al 13 febbraio 2010.

Geotermico

Enel Green Power gestisce 32 impianti geotermoelettrici in Val di Cecina e sull'Amiata (Toscana), con circa 40 forniture di teleriscaldamento, calore geotermico per 25 ettari di serre e una produzione elettrica di oltre 5 miliardi di kWh l'anno, pari al consumo medio di circa 2 milioni di famiglie italiane.

Al 31 dicembre 2009 sono 16 gli impianti in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni.

Sono altresì presenti n° 4 impianti che beneficiano dell'incentivazione CIP/6, in scadenza nel prossimo anno.

Eolico

Enel Green Power gestisce 24 centrali eoliche per una potenza complessiva di 429 MW. 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 e successive modifiche ed integrazioni.

Solare - Fotovoltaico

Enel Green Power gestisce 4 impianti fotovoltaici per un totale di 4 MW, tra cui la centrale di Serre Persano da 3,3 MW (Salerno).

In Sicilia, a Catania, nel centro di ricerca Enel, è in corso di sperimentazione la tecnologia solare a concentrazione.

Si riportano di seguito principali dati economici, patrimoniali e finanziari dell'area Italia.

Milioni di euro	
	2009
Ricavi	1.265
Proventi netti da gestione rischio commodity	118
Margine operativo lordo	884
Ammortamenti e perdite di valore	306
Utile operativo	578
Attività operative	5.298
Passività operative	472
Dipendenti a fine esercizio (n)	1.756
Investimenti (al lordo contributi)	344

Enel Green Power S.p.A.

Dati operativi

Produzione netta di energia

L'energia immessa in rete nel 2009 è pari a 11,7 TWh ed è così suddivisa per fonti:

Milioni di kWh	
	2009
Idroelettrica	6.231
Geotermica	5.001
Eolico e solare	501
Totale produzione netta	11.733

Il 2009 è stato caratterizzato da un'alta idraulicità e da una minore disponibilità delle risorse geotermica.

Enel Green Power ha venduto complessivamente 11.733 milioni di kWh principalmente in Borsa (68% rispetto all'energia complessivamente venduta), realizzando 503 milioni di euro. Ha, inoltre, venduto energia tramite contratti bilaterali (22% rispetto all'energia complessivamente venduta), principalmente alla società del gruppo Enel Trade S.p.A. (1.673 GWh realizzando 148 milioni di euro di ricavi), all'Acquirente Unico S.p.A. (636 GWh

realizzando 46 milioni di euro di ricavi) e ad Enel Produzione S.p.A. (244 GWh realizzando 20 milioni di euro di ricavi).

Infine, le vendite di energia elettrica a prezzo incentivato al GSE (10% rispetto all'energia complessivamente venduta) sono state pari a 1.229 GWh (realizzando circa 179 milioni di euro, di cui 155 milioni di euro per CIP 6, comprensive di 18 milioni di euro di rettifiche positive relative agli esercizi precedenti).

La produzione di energia utile ai fini dell'assegnazione di Certificati Verdi è stata pari a 1.910 GWh per complessivi 171 milioni di euro, tenuto conto di un controvalore unitario dei certificati verdi stimato in 89,28 €/MWh.

Tali ricavi sono attribuibili per 84 milioni di euro ai 938 GWh prodotti da fonte geotermoelettrica, per 44 milioni di euro ai 488 GWh da eolico e per 43 milioni di euro ai 484 GWh da fonte idroelettrica.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	2009
Ricavi	1.087
Proventi netti da gestione rischio commodity	118
Margine operativo lordo	878
Ammortamenti e perdite di valore	305
Utile operativo	573
Attività operative	5.169
Passività operative	393
Dipendenti a fine esercizio (n)	1.668
Investimenti (al lordo contributi)	341

Ricavi

I Ricavi al 31 dicembre 2009 sono pari a 1.087 milioni di euro e sono costituiti, oltre che da ricavi di vendita e trasporto energia per 1.045 milioni di euro, da ricavi per management fee ed altri servizi per 5 milioni di euro e da altri ricavi per 37 milioni di euro.

Proventi netti da gestione rischio commodity

I Proventi netti da gestione rischio commodity sono positivi per 118 milioni di euro e si riferiscono ai contratti derivati in essere con la società correlata Enel Trade S.p.A. per la parte relativa alla copertura del rischio connesso alla volatilità del prezzo della commodity e con Enel S.p.A. per la parte relativa alla copertura del rischio connesso alla differenza cambi (in quanto alcuni contratti di copertura con Enel Trade S.p.A. sono stipulati in dollari). In particolare, i proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity accolgono proventi per 124 milioni di euro ed oneri per 6 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo è pari a 878 milioni di euro ed include l'effetto degli altri ricavi pari a 42 milioni di euro e degli altri costi operativi pari a 307 milioni di euro (al netto di 22 milioni di euro di costi capitalizzati).

In particolare, i costi per materie prime e materiali di consumo si riferiscono per 21 milioni di euro all'acquisto di materiali, principalmente reagenti per il funzionamento degli impianti di produzione (7 milioni di euro) e parti di ricambio connessi agli impianti geotermici (8 milioni di euro).

I costi per servizi si riferiscono per 71 milioni di euro alle prestazioni ricevute dalla controllante e dalle altre società del Gruppo (di cui 3 milioni di euro per godimenti beni di terzi) e per 86 milioni di euro a prestazioni ricevute da terzi (di cui 31 milioni di euro per godimento beni di terzi), connesse sostanzialmente a lavori di manutenzione e riparazione sugli impianti (20 milioni di euro), a consulenze tecniche e altre prestazioni professionali (10 milioni di euro), ai corrispettivi di Borsa (8 milioni di euro) e a servizi e spese connesse al personale (3 milioni di euro).

I costi per godimento beni di terzi accolgono sostanzialmente i canoni demaniali e i sovraccanoni dei bacini imbriferi montani (BIM) riconosciuti a terzi a fronte di concessioni di utilizzo di acque pubbliche a scopo idroelettrico (28 milioni di euro).

I costi per il personale, accolgono, tra l'altro, gli oneri per gli incentivi all'esodo (9 milioni di euro).

Gli altri costi operativi si riferiscono per 26 milioni di euro ai contributi riconosciuti ai Comuni, alle Province e alle Regioni, sedi di centrali, sulla base di specifici accordi tra le parti, per 8 milioni di euro agli accantonamenti netti ai Fondi per rischi ed oneri e per 6 milioni di euro ad imposte e tasse e altri costi.

Utile operativo

L'Utile operativo è pari a 573 milioni di euro, a fronte della rilevazione di 300 milioni di euro di ammortamenti relativi alle attività materiali e di 5 milioni di euro di accantonamenti per svalutazione crediti.

Investimenti

Gli Investimenti ammontano a 341 milioni di euro e si riferiscono per 148 milioni di euro ad impianti eolici, di cui impianti siti nelle località sarde di Sa Turrina Manna e Littigheddu per 24 milioni di euro, per 138 milioni di euro ad impianti geotermici, tra i quali gli investimenti di potenziamento degli impianti di Langoni Rossi e Radicondoli per 39 milioni di euro, per 47 milioni di euro ad impianti idroelettrici e per 8 milioni ad altri investimenti.

Enel.si S.r.l.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	2009
Ricavi	178
Margine operativo lordo	7
Ammortamenti e perdite di valore	1
Utile operativo	6
Attività operative	125
Passività operative	79
Dipendenti a fine esercizio (n)	88
Investimenti (al lordo contributi)	1

Ricavi

I Ricavi si riferiscono per 114 milioni di euro alle vendite alla rete retail principalmente di materiale fotovoltaico, per 50 milioni di euro alla cessione dei Titoli di Efficienza Energetica e per 14 milioni di euro ad altri ricavi.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo è pari a 7 milioni di euro, a fronte di ricavi per 178 milioni di euro e costi operativi pari a 171 milioni di euro.

I costi operativi sono costituiti da costi per acquisti di materie prime e variazione delle rimanenze di TEE per 133 milioni di euro, da costi per servizi per 27 milioni di euro e da costi del personale per 11 milioni di euro.

Utile operativo

L'Utile operativo si attesta a 6 milioni di euro in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Resto d'Europa

Nel Resto d'Europa, Enel Green Power è presente con 716 MW di potenza installata in Spagna, Grecia, Francia (entrata nel perimetro delle società del Gruppo, operanti nel settore delle energie rinnovabili all'estero, a ottobre 2009), Bulgaria e con importanti progetti di sviluppo eolici in Romania.

In Spagna opera Enel Unión Fenosa Renovables (consolidata al 50%), con una capacità netta installata pari a complessivi 494 MW al 31 dicembre 2009, di cui 439 MW per impianti eolici, 29 MW per impianti idroelettrici e 26 MW per le cogenerazioni.

In Grecia operano le società: Enel Green Power Hellas (alla quale sono state contribute da parte di Enel Green Power International B.V., nel mese di dicembre 2009, International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power e Hydro Constructional), International Wind Parks of Rhodes, Glafkos Hydroelectric Station, International Wind Parks of Achaia, International Wind Parks of Crete e Wind Park of Voskero S.A., con 133 MW di potenza installata nel settore eolico al 31 dicembre 2009.

In Francia la potenza installata risulta essere pari a 68 MW nel settore eolico.

In Bulgaria, la capacità netta installata risulta pari a 21 MW in seguito all'acquisizione del parco eolico di Kamen Bryag avvenuta a inizio settembre 2009.

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh	2009
Idroelettrica	75
Eolica	1.063
Cogenerazione	143
Totale produzione netta	1.281

Gli impianti operativi dell'area Resto d'Europa sono localizzati principalmente in Spagna con 967 milioni di kWh di produzione netta di energia, proveniente: per 766 milioni di kWh da impianti eolici, per 58 milioni di kWh da impianti idroelettrici e per 143 milioni di kWh da impianti di cogenerazione e in Grecia, con 262 milioni di kWh di produzione netta di energia, proveniente per 245 milioni di kWh da impianti eolici e per 17 milioni di kWh da impianti idroelettrici. Seguono la Francia, con 66 milioni di kWh di produzione netta di energia da impianti eolici, la Bulgaria, con 11 milioni di kWh di produzione da impianti eolici e la Romania con importanti progetti in fase di sviluppo (Dealul Pietros&Cara Constantin, Salabatica 1 e Corugea).

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	
	2009
Ricavi	123
Margine operativo lordo	77
Ammortamenti e perdite di valore	38
Utile operativo	39
Attività operative	1.165
Passività operative	164
Dipendenti a fine esercizio (n)	140
Investimenti (al lordo contributi)	256

Ricavi

I Ricavi al 31 dicembre 2009 sono pari a 123 milioni di euro, prevalentemente relativi alla vendita di energia (114 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo è pari a 77 milioni di euro ed include l'effetto degli altri ricavi pari a 8 milioni di euro e degli altri costi operativi pari a 5 milioni di euro.

I costi accolgono principalmente ai costi per materie prime e materiali di consumo, pari a 12 milioni, ai costi per servizi, pari a 23 milioni di euro che si riferiscono prevalentemente a lavori di manutenzione e riparazione sugli impianti ed ai costi per il personale, pari a 7 milioni di euro.

Utile operativo

L'Utile operativo nell'area Resto d'Europa è pari a 39 milioni di euro, tenuto conto di 38 milioni di ammortamenti, principalmente relativi alle immobilizzazioni di impianti e macchinari.

Investimenti

Gli Investimenti realizzati nel periodo, al lordo dei contributi, sono pari a 256 milioni di euro e si riferiscono agli investimenti nel settore eolico in Spagna (146 milioni di euro), Bulgaria (53 milioni di euro), Romania (42 milioni di euro), in Francia (14 milioni di euro) ed in Grecia (1 milione di euro).

In particolare, in Spagna gli investimenti si riferiscono ai cinque progetti di Fuentelsaz a tre progetti di Villameca e a Coto Codesas II; in Bulgaria, si riferiscono all'acquisizione del parco eolico di Kamen Briag, già in esercizio, e del parco eolico di Shalba che entrerà in esercizio a metà 2010; in Romania, gli investimenti sono legati all'implementazione dei due progetti eolici di Cara Constatin e di Dealul Pietros.

Centro e Sud America

In Centro e Sud America Enel Green Power è presente con 667 MW di potenza installata in Panama, Messico, Costa Rica, Guatemala, Chile e Brasile e con progetti di sviluppo in Nicaragua e El Salvador.

Enel Green Power opera in Centro e Sud America principalmente con impianti idroelettrici, localizzati a Panama (1 impianto per 300 MW di potenza installata), in Brasile (20 impianti idroelettrici per 93 MW di potenza installata), in Cile (2 impianti idroelettrici per 90 MW di potenza installata), Guatemala (4 impianti per 76 MW), Messico (3 impianti idroelettrici per 53 MW di potenza installata) e Costa Rica (2 impianti idroelettrici e 1 impianto eolico per 55 MW di potenza installata complessiva).

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh	2009
Idroelettrica	3.386
Eolica	75
Totale produzione netta	3.461

La produzione netta di energia idroelettrica è così composta:

- 1.792 GWh di produzione a Panama
- 549 GWh dal Brasile
- 178 GWh dal Messico
- 464 GWh dal Cile
- 287 GWh dal Guatemala
- 191 GWh dal Costa Rica

La produzione eolica si riferisce esclusivamente al Costa Rica per 75 GWh.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	2009
Ricavi	262
Margine operativo lordo	156
Ammortamenti e perdite di valore	31
Utile operativo	125
Attività operative	855
Passività operative	53
Dipendenti a fine esercizio (n)	509
Investimenti (al lordo contributi)	108

Ricavi

I Ricavi, pari a 262 milioni di euro, si riferiscono per 253 milioni di euro alla vendita dei 3.462 GWh di energia elettrica prodotti nell'esercizio e per 9 milioni di euro ad altri ricavi.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo si è attestato a 156 milioni di euro, tenuto conto di 262 milioni di euro di ricavi, 106 milioni di euro di costi operativi, principalmente attribuibili ai costi per servizi, pari a 52 milioni di euro, ai costi di acquisto di energia elettrica da terzi a Panama per 26 milioni di euro e ai costi del personale per 17 milioni di euro.

Utile operativo

L'Utile operativo del 2009 è pari a 125 milioni di euro, tenuto conto di 31 milioni di euro di ammortamenti e perdite di valore relativi per 24 milioni di euro ad immobili, impianti e macchinari.

Investimenti

Gli Investimenti, pari a 108 milioni di euro, si riferiscono principalmente all'impianto idroelettrico di Palo Viejo in Guatemala (64 milioni di euro) e allo sviluppo di progetti geotermici in Cile (27 milioni di euro).

Nord America

Nel Nord America Enel Green Power è presente tramite il Gruppo Enel North America principalmente negli Stati Uniti con impianti idroelettrici (314 MW di potenza installata) ed eolici (406 MW di potenza installata), nonché con un impianto a biomassa in Canada (21 MW di potenza installata) e un parco geotermico in Nevada (47 MW di potenza installata) per una potenza installata complessiva di 788 MW.

Dati operativi

Produzione netta di energia

La produzione netta risulta essere così composta:

Milioni di kWh	
	2009
Idroelettrica	997
Geotermica	154
Eolica	1.128
Biomassa	149
Totale produzione netta	2.428

La produzione netta di energia è principalmente attribuibile agli impianti eolici di Smoky Hill I e Smoky Hill II negli Stati Uniti e di Newind in Canada e agli impianti idroelettrici di Gauley River and Fries negli Stati Uniti.

La produzione di energia da fonte geotermica è da attribuirsi all'entrata in esercizio degli impianti di Stillwater New e Saltwells.

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	
	2009
Ricavi	144
Margine operativo lordo	90
Ammortamenti e perdite di valore	41
Utile operativo	49
Attività operative	857
Passività operative	47
Dipendenti a fine esercizio (n)	280
Investimenti (al lordo contributi)	36

Ricavi

I Ricavi al 31 dicembre 2009 sono pari a 144 milioni di euro e sono essenzialmente riconducibili, per 140 milioni di euro alla vendita di energia a terzi (rappresentati da utilities americane) prodotta dai suddetti impianti eolici e idroelettrici.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo, al 31 dicembre 2009, si è attestato a 90 milioni di euro tenuto conto di 55 milioni di euro di costi operativi, principalmente attribuibili ai costi per servizi, pari a 32 milioni di euro, che si riferiscono principalmente ai costi di manutenzione impianti e ai costi del personale, pari a 15 milioni di euro.

Utile operativo

L'Utile operativo al 31 dicembre del 2009 è pari a 49 milioni di euro, tenuto conto di ammortamenti correlati agli impianti per 41 milioni di euro.

Investimenti

Gli Investimenti al lordo dei contributi al 31 dicembre 2009 si attestano a 36 milioni di euro si riferiscono principalmente agli impianti di Castle Rock Ridge, Smoky II e Fort Cove. Si evidenzia che a settembre 2009, il Gruppo ha ricevuto contributi governativi pari 44 milioni di euro per gli impianti Stillwater e Salt Wells.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il 2010 rappresenterà un anno fondamentale nel consolidamento del posizionamento della società Enel Green Power S.p.A. nel settore delle energie rinnovabili mondiali.

In tale ambito il principale obiettivo sarà la valorizzazione sul mercato, da parte dell'azionista unico Enel S.p.A., di una quota minoritaria della società al fine di raccogliere risorse per alimentare lo sviluppo nel settore delle energie rinnovabili e di contribuire alla riduzione dell'indebitamento complessivo del Gruppo Enel.

La società concentrerà i 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, USA, Spagna, Grecia e Romania mentre saranno opportunamente valutate e selezionate eventuali nuove opportunità in paesi che presentano scenari regolamentari favorevoli così come esigenze di dismissione in paesi non strategici.

Gli sfidanti obiettivi di crescita saranno supportati da un'intesa attività di sviluppo di pipeline robuste nei mercati e nelle tecnologie di riferimento, sia attraverso iniziative greenfield, sia attraverso accordi strategici con developers.

Inoltre la società continuerà la sua attività volta alla ricerca e allo sviluppo di tecnologie innovative, ponendo la massima attenzione alle problematiche ambientali e alla safety.

Ricerca e sviluppo

Le attività di Enel Green Power nell'ambito di Ricerca e Sviluppo svolte nel corso del 2009 e finalizzate allo sviluppo e alla realizzazione di tecnologie innovative per la generazione da fonti rinnovabili (RES) derivano dal lancio del Progetto Ambiente e Innovazione da parte del Comitato dell'Innovazione nell'anno 2008.

Con riferimento a tali attività, le spese sostenute da Enel Green Power sono state pari a circa 8 milioni di euro, per progetti che prevedono un impegno complessivo di circa 30 milioni di euro entro il 2013.

Nel campo della generazione da fonte eolica, nell'ambito del progetto "Forecast eolico" è stato elaborato il modello preliminare di previsione di breve-medio periodo (da 6 a 72 ore) della producibilità eolica che utilizza modelli di tipo fisico fluidodinamico CFD e di tipo statistico a reti neurali ANN al fine di migliorare la compatibilità tra il profilo di produzione dell'impianto, in questo caso Serra Cortina, e la gestione della rete. Il sistema fornisce risultati verosimilmente più attendibili dei sistemi tuttora in commercio.

Nell'ambito del progetto "Eolico - Caratterizzazione sistemi esistenti e sviluppo nuove tecnologie" è terminata la progettazione della stazione di prova in cui verranno testati i generatori eolici di piccola/media taglia scelti tra quelli disponibili sul mercato e tecnologicamente più promettenti, per permettere ad Enel di acquisire know-how tecnico nella progettazione, nella realizzazione e nell'esercizio di tali macchine e verificare le curve di potenza. Tali macchine con taglie da 1 kw a 20 kw sia del tipo tradizionale ad asse orizzontale che più innovativi ad asse verticale da testare presso Molinetto sono le seguenti: Maestrale Forza 20 (Blumini Power), GE-30 (Layer Electronics), Proven 6 (Proven Energy), C-5 (Cardinal), 3.0 Tripala HW (Deltatronic); presso Brindisi invece: Maxy Vertical (Ropatec), Geol 3 (Newtak), NT 100 36-9 (Nheolis), Tripala (Pramac).

Nel campo della generazione di energia da fonte solare, nell'ambito del progetto "Solare Innovativo Low- cost" sono state identificate le tecnologie innovative CSP a basso costo e ad elevato potenziale di mercato e contattati potenziali partners che hanno sviluppato know-how specifico nel solare termico a concentrazione e sono state valutati i principali indici economici per la realizzazione di impianti commerciali e dimostrativi su alcune delle tecnologie più promettenti, mentre per il progetto "Fotovoltaico Innovativo - Laboratorio solare avanzato di Catania" è terminato il benchmark tra alcuni moduli commerciali di maggiore interesse per tipo di tecnologia, testati presso il centro avanzato per lo sviluppo e la sperimentazione di soluzioni fotovoltaiche innovative realizzato a Catania, ed è stata inoltrata una richiesta di finanziamento nell'ambito di programmi di ricerca Europei per il progetto SOPHIA (SOLar PHotovoltaic European Research Infrastructure) che permetterà di creare un unico punto di riferimento per la ricerca di tutti gli aspetti delle tecnologie PV e del loro sviluppo per l'utilizzo delle competenze dei partner e delle infrastrutture in modo più efficace, in modo da promuovere la I.E.A.D.ership europea in questo settore, e di accelerare la ricerca pre-normativa e promuovere il rapido trasferimento dei risultati della ricerca nella standardizzazione industriale delle tecnologie PV emergenti. Inoltre è partito il Progetto SCOOP (Italian Solar COncentration TechnOlogies For Photovoltaic systems) ammesso alle agevolazioni previste dal programma "Industria 2015 - Bando Efficienza Energetica" e volto allo sviluppo tecnologico, alla realizzazione, all'implementazione industriale e alla commercializzazione di sistemi fotovoltaici a concentrazione, nonché alle strutture per la

caratterizzazione e la qualificazione dei sistemi sviluppati.

Lo scorso ottobre 2009 è stato inaugurato il "Diamante", sistema integrato di produzione e stoccaggio di energia da fonte solare all'interno del parco mediceo di Pratolino in Toscana, ed è entrato in esercizio per una verifica delle prestazioni ed ottimizzazione del processo produttivo. L'impianto resterà di proprietà di Enel Green Power e sarà esercito da I&I fino alla fine del 2010.

Parallelamente allo sviluppo di tali attività sono proseguite le ricerche di "Accumulo ER" e "Fattoria dell'energia", per i quali è stata inoltrata la documentazione necessaria per la realizzazione di una test facility presso Livorno, all'interno della quale saranno caratterizzati i sistemi di accumulo energetico innovativi ritenuti idonei all'accoppiamento con centrali eoliche o solari in grado di garantire la programmabilità di esercizio e saranno testati i generatori da biomassa legnosa da utilizzare per il surriscaldamento del vapore negli impianti di produzione geotermica.

Nell'ambito del contratto Accumulo ER inoltre è stata inoltrata una richiesta di finanziamento al programma di ricerca della Comunità Europea per il progetto SYNAPSE (SYNergetic APproach to Storage system towards Effective integration into the grid) che prevede lo studio delle strategie e dei sistemi di gestione e controllo degli ESS (Energy Storage Systems).

Nel settore geotermico l'interesse è rivolto a due progetti in particolare: "Geotermia Innovativa - Bassa Entalpia", con lo sviluppo di un nuovo impianto pilota di taglia 500 kW basato su cicli binari ORC supercritici per sfruttare le risorse geotermiche a basso livello entalpico, per il quale è stato avviato l'iter autorizzativo per la successiva installazione presso l'area sperimentale ENEL di Livorno; ed infine "Amis β ", con lo studio del processo di miglioramento delle performance ambientali del settore geotermoelettrico (riduzione delle emissioni) e la realizzazione di impianti pilota attualmente in fase di studio e progettazione.

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel corso del 2009 Enel Green Power ha operato per il completamento e consolidamento del nuovo assetto organizzativo.

In particolare:

- sono stati definiti gli assetti organizzativi delle Aree afferenti al perimetro estero (Area Nord America, Area Centro e Sud America e Area Europa) proponendo un modello organizzativo coerente con il flusso di creazione del valore della Divisione Energie Rinnovabili (Business Development - Engineering, Procurement and Construction – Operations and Maintenance) ed omogeneo su ciascuna realtà estera, pur mantenendo le specificità locali;
- è stata costituita la funzione centrale di Strategic Analysis & Competitive Intelligence volta a supportare le scelte strategiche della Divisione attraverso il monitoraggio del mercato delle energie rinnovabili nel mondo e dei principali competitor;
- è stata costituita la funzione centrale Safety e Ambiente per rafforzare l'attenzione della società sul tema della sicurezza e salute dei lavoratori e sulle tematiche ambientali;
- sono state costituite le funzioni di staff centrali relative alla Segreteria Societaria e agli Affari Regolamentari volte a rafforzare l'assetto organizzativo della Società dotandola della necessaria autonomia funzionale.

Attualmente la struttura organizzativa della Divisione Energie Rinnovabili è articolata, pertanto, nelle seguenti Aree e funzioni centrali:

- Aree: Area Europa, Area Nord America, Area Centro e Sud America, Area Italia Esercizio, Area Italia Sviluppo e Eufer;
- Funzioni centrali: Strategic Analysis and Competitive Intelligence, Safety e Ambiente, Business Development, Ingegneria, Acquisti, Affari Legali, Amministrazione Finanza e Controllo, Audit, Segreteria Societaria, Affari Regolamentari e Personale e Organizzazione.

Sono in atto processi di miglioramento continuo volti ad allineare l'organizzazione alle best practice di mercato.

Sviluppo e formazione

Nel corso del 2009 sono state realizzate iniziative di sviluppo e formazione che hanno avuto come fattore comune l'intenzione di favorire l'integrazione internazionale, approfondire il livello di conoscenza delle persone che fanno parte della divisione e migliorare il processo di condivisione delle *best practice*.

Le principali iniziative hanno riguardato:

- l'avvio dell'*International Mobility Program* ("IMP"), che ha offerto l'opportunità ad alcuni colleghi provenienti da diverse parti del mondo di vivere un'esperienza di carattere internazionale ed ha individuato, per ognuno di essi, uno specifico percorso di carriera;

- la realizzazione del *Team building* prime linee grazie al quale il *management* ha condiviso la *vision* e i valori della Divisione che, nel corso del 2010, saranno condivisi e divulgati a cascata sulle seconde e terze linee organizzative;
- la definizione del modello di formazione ed il piano delle iniziative formative per il 2010, ideati insieme ad Enel University con l'obiettivo comune di favorire la crescita delle risorse interne e la valorizzazione delle competenze presenti. A fine 2009 è stata realizzata la prima edizione del "Welcome to ER" programma di *induction* della Divisione e sono stati effettuati corsi manageriali di base che rappresentano parte del curriculum formativo delle *Technological Academy*;
- l'avvio di un programma di formazione e *training on the job* internazionale sul settore eolico che ha coinvolto 15 risorse provenienti da tutte le *country*. Nel 2010 lo stesso programma di formazione interesserà anche il settore "solare";
- la mappatura delle professioni chiave e specifici percorsi di carriera, in linea con la catena del valore;
- la stesura del piano di successione per le risorse di linea fino al 3° livello organizzativo, prediligendo la crescita interna e la mobilità internazionale.

Consistenza e movimentazione del personale

Nel corso del 2009 si è completata la costituzione della Società e, in particolare, sono state acquisite dalle altre Divisioni del Gruppo Enel le risorse delle funzioni di Staff.

La movimentazione del personale del 2009 è esposta nel prospetto seguente:

	Al 1 Gennaio 2009	Variazione Perimetro di Consolidamento	Assunzioni	Cessazioni	Mobilità in ingresso	Mobilità in uscita	Al 31 Dicembre 2009
Italia	1.608	-	86	104	233	67	1.756
Resto d'Europa*	85	29	43	22	5	-	140
Centro e Sud							
America	443	-	185	119	4	4	509
Nord America	267	-	44	30	-	1	280
Totale	2.403	29	358	275	242	72	2.685

*Eufer al 50%

Relazioni industriali

Nel corso del 2009, successivamente alla conclusione del confronto nazionale sul nuovo assetto organizzativo, sono stati promossi gli incontri con le strutture sindacali regionali per la verifica e l'attuazione di quanto demandato a livello locale, relativamente ai presidi operativi territoriali, e, in generale, ai relativi riflessi sul personale inerenti il nuovo modello organizzativo della Divisione.

In occasione della seconda riunione plenaria 2009 del Comitato Aziendale Europeo Enel con il vertice di Gruppo - sono state presentate ai Sindacati Europei di settore le principali attività in corso ed il Piano di Sviluppo 2010 della Divisione Energie Rinnovabili.

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato del Gruppo e i corrispondenti dati consolidati

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Patrimonio netto
	2009	31.12.2009	01.01.2009
Valori di Enel Green Power	322	2.291	2.009
Valore di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	7	(4.570)	(3.945)
Patrimonio netto e risultato d'esercizio (determinati in base a principi omogenei) delle imprese e Gruppi consolidati e di quelli valutati con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	163	4.342	3.540
Dividendi infragruppo	(75)	0	0
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	1	321	410
TOTALE GRUPPO	418	2.384	2.014
TOTALE TERZI	21	180	182
BILANCIO CONSOLIDATO	439	2.564	2.196

**BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENEL GREEN
POWER**

relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	
		2009
Ricavi		
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.a	1.733
Altri ricavi	7.b	44
	<i>Subtotale</i>	1.777
Costi		
Materie prime e materiali di consumo	8.a	206
Servizi	8.b	275
Costo del personale	8.c	172
Ammortamenti e perdite di valore	8.d	416
Altri costi operativi	8.e	60
Costi per lavori interni capitalizzati	8.a -8.c	(25)
	<i>Subtotale</i>	1.104
Proventi netti da gestione rischio commodity	9	118
Utile operativo		791
Proventi finanziari	10	26
Oneri finanziari	10	(161)
Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	11	2
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE		658
Imposte	12	219
UTILE DELL'ESERCIZIO		439
Quota di pertinenza di Gruppo		418
Quota di pertinenza di Terzi		21
<i>Utile per azione: base e diluito (in Euro)</i>	28	<i>0,35</i>

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro		
	Note	2009
Utile dell'esercizio rilevato a Conto economico		439
Altre componenti di conto economico complessivo		
Perdite su derivati cash flow hedge		(36)
Perdite da differenze cambio da traduzione		(20)
Perdita dell'esercizio rilevata direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)	26	(56)
Totale Utile rilevato nell'esercizio		383
Quota di pertinenza:		
- Gruppo		385
- Terzi		(2)

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

ATTIVITA'	Note	31.12.2009
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	13	7.200
Attività Immateriali	14	259
Avviamento	15	532
Attività per imposte anticipate	16	121
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	17	261
Attività finanziarie non correnti	18	35
Altre attività non correnti	19	34
		8.442
Attività correnti		
Rimanenze	20	31
Crediti commerciali	21	512
Crediti per imposte sul reddito	22	18
Attività finanziarie correnti	23	228
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	24	144
Altre attività correnti	25	119
		1.052
TOTALE ATTIVITA'		9.494
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		31.12.2009
Patrimonio netto del Gruppo		
Capitale sociale	26	600
Altre riserve	26	1.366
Utile dell'esercizio di Gruppo		418
		2.384
Patrimonio netto di terzi	27	180
<i>di cui utile dell'esercizio Terzi</i>		21
TOTALE PATRIMONIO NETTO		2.564
Passività non correnti		
Finanziamenti a lungo termine	29	1.131
TFR ed altri benefici ai dipendenti	30	46
Fondo rischi ed oneri	31	68
Passività per imposte differite	16	182
Passività finanziarie non correnti	32	22
Altre passività non correnti	33	63
		1.512
Passività correnti		
Finanziamenti a breve termine	34	4.413
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	29	115
Quote correnti dei fondi a lungo termine e fondi a breve termine	31	13
Debiti commerciali	35	454
Debiti per imposte sul reddito	36	207
Passività finanziarie correnti	37	85
Altre passività correnti	38	131
		5.418
TOTALE PASSIVITA'		6.930
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		9.494

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Milioni di euro	Capitale sociale	Altre riserve			Totale Altre riserve	Utile dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
		Altre riserve diverse	Riserve da valutazione strumenti finanziari CFH	Riserva di traduzione					
Al 1 Gennaio 2009	600	1.433	76	(95)	1.414	0	2.014	182	2.196
<i>Perdita rilevata direttamente a patrimonio netto</i>	0	0	(36)	3	(33)	0	(33)	<i>(23)</i>	(56)
<i>Utile dell'esercizio</i>	0	0	0	0	0	418	418	21	439
Conto economico complessivo	0	0	(36)	3	(33)	418	385	(2)	383
Acquisizioni da società sotto comune controllo	0	(15)	0	0	(15)	0	(15)	0	(15)
Al 31 Dicembre 2009	600	1.418	40	(92)	1.366	418	2.384	180	2.564

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2009
Utile dell'esercizio del Gruppo e di Terzi		439
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore	8.d	416
Accantonamenti ai fondi rischi ed oneri e TFR e altri benefici ai dipendenti		23
Quota dei proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(2)
Oneri finanziari netti	10	135
Imposte	12	219
Minusvalenze e altri elementi non monetari		29
Flusso di cassa generato da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		1.259
Decremento fondi rischi e oneri		(22)
Decremento di rimanenze		51
Incremento di crediti e debiti commerciali	21-35	(168)
Incremento di altre attività/passività correnti e non correnti		(69)
Pagamento TFR e altri benefici ai dipendenti		(6)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		8
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(79)
Imposte pagate		(77)
Flusso di cassa generato da attività operativa		897
Investimenti		
Investimenti in immobili, impianti e macchinari	13	(674)
Investimenti in attività immateriali	14	(12)
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)
Altri investimenti minori in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(12)
Investimenti in società collegate	17	(50)
Dismissioni		
Dismissioni di immobili, impianti e macchinari		23
Incremento di attività finanziarie correnti e non correnti	18-23	(102)
Dividendi incassati da società collegate		14
Flusso di cassa assorbito da attività di investimento		(852)
Nuove accensioni di finanziamenti a lungo termine	29	349
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	29	(233)
Rimborsi di finanziamenti a breve	34	(176)
Flusso di cassa assorbito da attività di finanziamento		(60)
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	24	163
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	24	144

(*)Gli investimenti in società greche includono 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

Note di commento

1. Informazioni di carattere generale

Enel Green Power S.p.A. (di eseguito anche la "Società" o la "Capogruppo"), e le sue controllate (il "Gruppo Enel Green Power" o il "Gruppo"), operano in Europa, nel Nord America e Iberia e America Latina. Il Gruppo è impegnato nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare da fonte idroelettrica, eolica, geotermica, solare e da altre fonti.

La Società ha la sede legale in Roma, Italia, ed è controllata al 100% da Enel S.p.A.. 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.

Il processo di riorganizzazione delle energie rinnovabili del gruppo Enel è proseguita nell'esercizio 2009 con le seguenti operazioni:

- 1° gennaio 2009: acquisizione della partecipazione totalitaria detenuta da Enel in Enel.si;
- 1° gennaio 2009: acquisizione, da parte di Enel Green Power International B.V., delle partecipazioni totalitarie detenute da Enel Investment Holding B.V., facenti parte 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 Erelis S.a.s. (oggi Enel Green Power France).

Il presente bilancio consolidato, approvato dal consiglio di amministrazione in data 11 giugno 2010, è stato predisposto in via volontaria nell'ambito del progetto connesso 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.. La Società, infatti, in sede di approvazione del bilancio separato aveva 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% dalla Enel S.p.A., che predispose il bilancio consolidato a uso pubblico.

2. Principi contabili e criteri di valutazione

Conformità agli IFRS/IAS

Il bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 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").

Base di presentazione

Il presente bilancio consolidato è costituito dal conto economico consolidato, dal prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato e dal rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative note di commento.

Per lo stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività possedute per la vendita, qualora presenti. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.

La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Società, e tutti i valori sono espressi in milioni di euro tranne quando diversamente indicato.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuazione dell'attività applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

Uso di stime

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede 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 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 quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi 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 di bilancio interessate dall'uso delle predette stime contabili, nonché le principali assunzioni utilizzate dal *management* nel processo di valutazione delle predette voci di 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.

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.

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.

Recupero futuro di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2009, 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.

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 consolidato dalla data in cui l'influenza notevole è stata acquisita e fino alla data in cui tale influenza cessa di esistere.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia 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 presente bilancio consolidato:

Milioni di euro	Enel Union Fenosa Renovables (1)
Percentuale di consolidamento	50,0%
Attività non correnti	759
Attività correnti	98
Passività non correnti	484
Passività correnti	192
Ricavi operativi	90
Costi operativi	59

(1) Include i valori relativi alle società su cui viene esercitato un controllo congiunto con altri soci.

Nell'Allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2009" è riportato l'elenco delle società partecipate, con indicazione del criterio di consolidamento adottato.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle partecipate utilizzate per la predisposizione del bilancio consolidato sono elaborati al 31 dicembre 2009 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.

Conversione delle situazioni contabili in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel Green Power S.p.A..

Ai fini della predisposizione del bilancio consolidato, 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.

Per l'elenco delle società partecipate con valuta funzionale diversa dall'euro presenti nel perimetro di consolidamento in data 31 dicembre 2009 si rimanda agli "Allegati".

Nella tabella che segue si riportano i tassi applicati nel presente bilancio e nella situazione di confronto:

	Al e per l'esercizio chiuso al		Al 1 Gennaio
	31 Dicembre 2009		2009
	Medio	Finale	
USD	1,39	1,44	1,39
CAD	1,59	1,51	1,70
BRL	2,77	2,51	3,24
MXN	18,80	18,92	19,23
RON	4,24	4,24	4,02
GTQ	11,37	12,01	10,79
CRC	797,74	802,05	776,43

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 consolidato le entità acquisite in base ai valori contabili risultanti dal bilancio consolidato della controllante Enel S.p.A. alla data del trasferimento. Laddove i valori di trasferimento risultino differenti rispetto a quelli iscritti nel bilancio consolidato 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 alla loro vita utile stimata; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che il Gruppo ne acquisti la proprietà al termine della locazione, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di locazione e la vita utile stimata del bene stesso.

Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmente tutti i rischi e i 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 in nota. 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 rilevati tra le altre passività e 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", 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 negli anni 2007-2009 (indipendentemente dall'anno di riferimento); tale valore rappresenta il valore di ritiro da parte del GSE dei certificati 2009 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 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 consolidato e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.

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

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.

3. 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”*: ha introdotto una nuova modalità di presentazione del bilancio, con particolare impatto sulla modalità di presentazione dei dati economici del periodo, tramite il c.d. “Utile consolidato complessivo rilevato nell’esercizio” che fornisce evidenza sia del risultato di conto economico che dei risultati economici rilevati direttamente a patrimonio netto (*Other Comprehensive Income*). Il principio prevede che le società possano presentare tale risultato, alternativamente, in un unico “prospetto di conto economico complessivo”, ovvero in due prospetti separati e presentati consecutivamente:
 - un primo prospetto separato - “conto economico” -, che mostra le componenti dell’utile (perdita) d’esercizio; e
 - un secondo prospetto - “prospetto dell’utile (perdita) complessivo rilevato nell’esercizio” - che, a partire dall’utile (perdita) del periodo, include gli utili e le perdite rilevati direttamente a patrimonio netto (*OCI - Other Comprehensive Income*).

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.

- *“Revisione dello IAS 23 – Oneri finanziari”*: ha eliminato l’opzione che consentiva di rilevare immediatamente a conto economico gli oneri finanziari direttamente imputabili all’acquisto, costruzione o produzione di *qualifying asset*, disponendone, invece, la capitalizzazione come parte del costo del bene.
- *“Modifiche allo IAS 32 e allo IAS 1 – Strumenti finanziari con opzione a vendere e obbligazioni in caso di liquidazione”*: hanno introdotto un’eccezione alla definizione di strumento rappresentativo di capitale, disponendo la classificazione in tale categoria anche degli strumenti c.d. *puttable* che prevedono degli obblighi in caso di liquidazione della società, qualora presentino particolari caratteristiche e soddisfino determinate condizioni.
- *“Modifiche allo IAS 39 e all’IFRS 7 – Riclassificazione delle attività finanziarie – data di entrata in vigore e disposizioni transitorie”*. Tale emendamento ha modificato i paragrafi relativi alla data di entrata in vigore delle modifiche allo IAS 39 e all’IFRS 7 emesse dallo IASB e omologate dalla Commissione Europea ad ottobre 2008 inerenti la riclassificazione delle attività finanziarie, migliorandone il contenuto al fine di eliminare alcune incoerenze espositive. In particolare, lo IASB ha chiarito che le riclassifiche effettuate a far data dal 1° novembre 2008 sono efficaci a partire dalla data in cui la riclassifica è effettuata. Ogni riclassifica effettuata non può essere applicata

retroattivamente prima del 1° luglio 2008. 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"*. Le modifiche richiedono alle società che intendono riclassificare uno strumento finanziario fuori dalla categoria FVTPL, avvalendosi delle modifiche dello IAS 39 omologate dall'Unione Europea nel mese di ottobre 2008, di rianalizzare il contratto per verificare se contiene un derivato incorporato da valutare separatamente. Nel caso in cui la società non sia in grado di misurare separatamente il derivato la riclassifica fuori dalla categoria FVTPL è vietata. L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti per il Gruppo.
- *"Modifiche all'IFRS 2 – Pagamenti basati su azioni"*: definiscono il trattamento contabile da applicare alle c.d. *"non vesting conditions"*, a cui un pagamento basato su azioni può essere sottoposto. Inoltre, con riferimento alla cancellazione di un piano di *stock option*, le modifiche hanno esteso il trattamento contabile precedentemente previsto dall'IFRS 2 nei casi di cancellazione dei piani da parte della società, anche ai casi in cui la cancellazione o il regolamento di un piano durante il *vesting period* non dipenda da una scelta della società. 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"*. Le modifiche introducono una gerarchia di tre livelli attraverso i quali classificare le attività e le passività valutate al *fair value* e fornire l'informativa richiesta. E' stata, infatti, definita una gerarchia di 3 Livelli in base alla quale sono stati classificati gli strumenti finanziari rilevati al *fair value*, in considerazione dei fattori ("inputs") che sono stati utilizzati per determinare tale valore. Nel Livello 1 sono classificati gli strumenti finanziari misurati al *fair value*, la cui determinazione è effettuata in base a quotazioni in mercati attivi delle medesime attività o passività; nel Livello 2 sono classificati gli strumenti finanziari il cui *fair value* è determinato con una tecnica di valutazione che utilizza inputs direttamente o indirettamente osservabili dal mercato, connessi alle attività o alle passività oggetto di valutazione, diversi da prezzi quotati di cui al Livello 1; nel Livello 3 sono classificati gli strumenti finanziari il cui *fair value* è determinato con una tecnica di valutazione che utilizza inputs non osservabili dal mercato. La predetta gerarchia riflette la disponibilità o meno di dati di mercato osservabili per la determinazione del *fair value*. E' prevista ulteriore informativa, da fornire in forma tabellare, sulle attività e passività valutate al *fair value*, per ognuno dei tre sopra citati livelli di gerarchia, ed una estensione delle informazioni relative agli strumenti finanziari valutati al *fair value* attraverso dati di mercato non osservabili. Inoltre si introduce una modifica all'informativa sui rischi di liquidità per riflettere le modalità di gestione del rischio stesso. L'applicazione, su base prospettica, di tali modifiche non ha comportato impatti per il Gruppo.
- *"IFRS 8 – Settori operativi"*: ha sostituito lo IAS 14 e richiede sostanzialmente di individuare e rappresentare i risultati dei settori operativi secondo il cosiddetto *"management approach"*, ossia seguendo le metodologie utilizzate dal *management* nelle

attività di reportistica interna al fine di valutarne la *performance* e attribuire le risorse tra i settori stessi. L'adozione, su base prospettica, di tale nuovo principio non ha comportato impatti significativi per il Gruppo.

- *"IFRIC 13 – Programmi di fidelizzazione della clientela"*: regola il trattamento contabile dell'obbligazione connessa ai diritti a premi riconosciuti ai clienti, nell'ambito dei programmi di fidelizzazione della clientela, e stabilisce che il *fair value* delle obbligazioni legate alla concessione di tali premi debba essere scorporato dal ricavo di vendita e differito fino al momento in cui l'obbligazione nei confronti dei clienti non sia estinta. 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"*: fornisce indicazioni inerenti all'applicazione delle regole disposte dallo IAS 19 in merito all'*asset ceiling*. Definisce, inoltre, gli effetti sulle passività e/o sulle attività a servizio di un piano a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine di un c.d. *minimum funding requirement* (previsione contrattuale o di legge riguardante l'obbligo per la società di versare un livello minimo di contribuzioni al piano). 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 31 dicembre 2009:

- *"Revisione dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato"*: stabilisce che gli effetti contabili delle variazioni dell'interessenza azionaria detenuta nella società controllata che non determinano la perdita del controllo devono essere rilevate nel patrimonio netto. In caso di cessione di quote di controllo, l'eventuale interessenza residua deve essere rimisurata al relativo *fair value* alla data in cui il controllo è ceduto. Il nuovo principio dovrà essere applicato a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009. 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"*. Con tale integrazione al vigente IAS 39, si è inteso chiarire le condizioni per cui, taluni strumenti finanziari/non finanziari possono essere considerati come elementi coperti ("*hedged item*") in una relazione di copertura. Precisa, in proposito, che una società possa coprire anche solo una tipologia di variazione nel *cash flow* o nel *fair value* di un elemento coperto (ossia che il prezzo di una *commodity* oggetto di copertura subisca incrementi oltre un prezzo prefissato), c.d. *one-sided risk*. A tal proposito, si chiarisce, inoltre, che un'opzione acquistata designata come di copertura in una *one-sided risk hedge relationship*, è perfettamente efficace solo se il rischio coperto è rappresentato esclusivamente dalla variazione dell'*intrinsic value* dello

strumento di copertura e non anche del suo *time value*. Tali modifiche dovranno essere applicate, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione delle predette modifiche.

- *"Modifiche allo IAS 32 – Strumenti finanziari: Esposizione nel bilancio"*. La modifica chiarisce che i diritti, le opzioni o i warrant che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale della stessa entità che emette tali diritti per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta, devono essere classificati come strumenti rappresentativi di capitale se (e solo se) l'entità offre i diritti, le opzioni o i warrant proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di propri strumenti rappresentativi di capitale non costituiti da derivati. Le modifiche dovranno essere applicate, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 gennaio 2010. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione delle predette modifiche.
- *"Revisione dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali"*: sono apportate modifiche significative alla metodologia di contabilizzazione delle operazioni di aggregazione aziendale. Le previsioni più rilevanti riguardano:
 - l'obbligo di rilevazione a conto economico delle variazioni di corrispettivo riconosciute successivamente dall'acquirente, nonché dei costi di transazione dell'operazione di aggregazione;
 - la possibilità di optare, con riferimento alla metodologia di rilevazione iniziale dell'avviamento per il criterio del c.d. *full goodwill*, ovvero del *partial goodwill*;
 - l'obbligo, nel caso di acquisto di ulteriori quote partecipative successivamente all'acquisizione del controllo, di rilevazione della differenza positiva tra prezzo d'acquisto e la corrispondente quota di patrimonio netto contabile a rettifica del patrimonio netto.Il principio dovrà essere applicato, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009.
- *"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione"*. L'Interpretazione dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nei crediti finanziari, a seconda se - rispettivamente - il concessionario abbia diritto ad addebitare il cliente finale per il servizio fornito e/o abbia diritto a ricevere un corrispettivo predeterminato dall'ente pubblico concedente.
- *"IFRIC 15 – Accordi per la costruzione di immobili"*. Tale interpretazione precisa i criteri di rilevazione contabile dei ricavi e dei costi derivanti dalla sottoscrizione di un contratto di costruzione di un immobile, chiarendo quando applicare le disposizioni previste dallo IAS 11 *Lavori su ordinazione* e dallo IAS 18 *Ricavi*. Regola, altresì, il trattamento contabile da applicare ai ricavi derivanti dalle prestazioni di servizi aggiuntivi per l'immobile in costruzione. La nuova interpretazione dovrà essere applicata, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 dicembre 2009. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione della nuova interpretazione.

- “IFRIC 16 – *Coperture di un investimento netto in una gestione estera*”.
L’interpretazione si applica alle società che intendono coprire il rischio di cambio derivante da un “investimento netto in una gestione estera”. Le principali disposizioni della sopra citata interpretazione sono di seguito riportate:
 - può essere oggetto di copertura solo la differenza cambio tra la valuta funzionale (e non di presentazione) della gestione estera e quella della sua controllante (quest’ultima intesa a qualsiasi livello – ultimo o intermedio);
 - con riferimento al bilancio consolidato, il rischio di cambio connesso all’investimento netto in una gestione estera può essere designato come coperto una volta sola, anche se più di una società del Gruppo ha coperto la propria esposizione;
 - lo strumento di copertura può essere detenuto da qualsiasi società del Gruppo (esclusa quella coperta);
 - in caso di dismissione della gestione estera, nel bilancio consolidato, l’importo riclassificato a conto economico dalla riserva di traduzione è pari all’ammontare di utili/perdite equivalenti alla porzione efficace dello strumento di copertura.

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*”.
L’interpretazione chiarisce le modalità di rilevazione contabile dei dividendi erogati in beni, diversi dal denaro, ai possessori di capitale. In particolare:
 - i dividendi devono essere rilevati quando deliberati;
 - la società deve valutare i dividendi al *fair value* dell’attività netta da erogare;
 - la società deve registrare la differenza tra valore di libro e *fair value* a conto economico.

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*”: chiarisce le modalità di rilevazione e valutazione di immobili, impianti o macchinari ricevuti dai propri clienti, ovvero di liquidità, destinate alla costruzione/acquisto degli stessi, da utilizzare per collegare il cliente ad un determinato network e/o fornire al cliente un continuo e duraturo accesso alla fornitura di determinati beni/servizi. La nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 ottobre 2009. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall’applicazione della nuova interpretazione.

In ultimo, si ricorda che è stata omologata la “*Revisione dell’IFRS 1 – Prima adozione degli International Financial Reporting Standard*” che, oltre a sopprimere alcune disposizioni transitorie superate razionalizza le norme relative alla prima adozione dei principi contabili internazionali. Tale principio deve essere applicato al primo bilancio redatto in conformità agli IFRS relativo ad esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2009 o in data successiva.

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. La modifica, che incorpora le linee guida precedentemente contenute nell'IFRIC 8 e nell'IFRIC 11, chiarisce il trattamento contabile da applicare nel caso di transazioni basate su azioni regolate per cassa che coinvolgono diverse società del Gruppo (ad es.: il caso in cui una controllante sia obbligata a pagare ai dipendenti di una propria controllata, per i servizi prestati, ammontari basati sul valore delle proprie azioni).

Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2010 o successivamente.

- *"IFRS 9 – Financial Instruments"*, emesso a novembre 2009: costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo standard definisce i nuovi criteri per la classificazione delle attività finanziarie, basati sul c.d. *business model* dell'impresa e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali associati alle predette attività finanziarie. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo standard prevede che, inizialmente, le attività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, ivi inclusi, nei casi in cui le predette attività non siano valutate al *fair value* con contropartita conto economico, gli eventuali costi di transazione. Successivamente, devono essere valutate al *fair value*, ovvero al costo ammortizzato. In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di trading, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a conto economico. Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013 o successivamente.
- *"Revised IAS 24 – Related party disclosures"*, emesso a novembre 2009: la modifica prevede la facoltà per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di Enti pubblici di fornire una specifica informativa, più sintetica, per le transazioni avvenute con tali Enti pubblici e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte dello stesso Ente pubblico. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa nelle note di commento. 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"*, emesso a novembre 2009: chiarisce le circostanze in cui una società che effettua dei versamenti anticipati a copertura di un c.d. *minimum funding requirement* (cioè un livello minimo di contribuzione al piano) può rilevare tali versamenti come un'attività. 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"*, emesso a novembre 2009: tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a

favore del creditore. In particolare, è previsto che gli strumenti di capitale emessi costituiscono il corrispettivo per l'estinzione delle passività e devono essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta ed il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a conto economico. L'interpretazione sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2010 o successivamente.

4. 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 1° gennaio 2009) e *interest rate option* per un ammontare nozionale complessivo di 47 milioni di euro (52 milioni di euro al 1° gennaio 2009).

Nelle seguenti tabelle vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2009 e del 1° gennaio 2009, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse con evidenza della tipologia contrattuale e del trattamento contabile adottato.

Milioni di euro	Nozionale	Fair value	Fair value	Fair value
			Attività	Passività
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)

Milioni di euro	Nozionale	Fair value	Fair value	Fair value
			Attività	Passività
Al 1 Gennaio 2009				
Derivati cash flow hedge	268	(15)	-	(15)
<i>Interest rate swap</i>	267	(15)	-	(15)
<i>Interest rate option</i>	1	-	-	-
Derivati trading	57	-	-	-
<i>Interest rate swap</i>	6	-	-	-
<i>Interest rate option</i>	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.

Milioni di euro	Fair value	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	Al 31 Dicembre	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

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 1° gennaio 2009); le operazioni in derivati di copertura designate di *cash flow hedge* riducono tale esposizione al 44% (45% al 1° gennaio 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 41% (40% al 1° gennaio 2009).

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.

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 (185 milioni di euro al 1° gennaio 2009). 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.

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009			
	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
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 1° gennaio 2009, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati, esclusivamente Forward, su tasso di cambio con evidenza del trattamento contabile adottato.

Milioni di euro	Al 1 Gennaio 2009			
	Nozionale	Fair value	Fair value Attività	Fair value Passività
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)

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 29% (35% al 1° gennaio 2009) 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 detentrici della posizione debitoria e quindi non hanno impatti sul conto economico del Gruppo.

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 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. Nella tabella seguente viene fornito il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2009 e al 1° gennaio 2009.

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009		Fair value	Fair value
	Nozionale	Fair value	Attività	Passività
Derivati cash flow hedge	507	84	85	(1)
<i>Contratti per differenza a due vie</i>				
<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)

Milioni di euro	Al 1 Gennaio 2009		Fair value	Fair value
	Nozionale	Fair value	Attività	Passività
Derivati cash flow hedge	981	131	133	(2)
<i>Contratti per differenza a due vie</i>				
<i>Altri derivati su energia</i>	175	(2)	-	(2)
Derivati trading	123	42	43	(1)
<i>Contratti per differenza a due vie</i>				
<i>Altri derivati su energia</i>	119	43	43	-
Totale derivati su commodity	1.104	173	176	(3)

Milioni di euro	Fair value	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	Al 31 Dicembre	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre
Derivati cash flow hedge							
Derivati attivi (fair value positivo)	85	74	2	2	1	1	5
Derivati passivi (fair value negativo)	(1)	(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

Rischio di credito

Enel Green Power è caratterizzata, in Italia, da significative concentrazioni del rischio di 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 1° gennaio 2009) ed è così composta:

Milioni di euro

	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009
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 Euro 5.836 milioni di *committed credit lines* (utilizzate per 4.437 milioni), nonché Euro 216 milioni di *cash o cash equivalent*.

5. Area di consolidamento

Come indicato in precedenza, quello al 31 dicembre 2009 è il primo bilancio consolidato del Gruppo. Le principali operazioni di acquisizione avvenute nel corso dell'esercizio 2009 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..

<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, alle 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			<i>Acquisizioni</i>
	Progetto Elica I			<i>2009 Progetto</i>
	Valore contabile acquisito	Rettifiche fair value	Fair valu e	<i>di cui Elica I</i> 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)	0
Flusso di cassa utilizzato per l'acquisizione			88	79
<i>di cui pagato nel 2008</i>				<i>66</i>
<i>di cui pagato nel 2009</i>				<i>13</i>

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.

Aioliko Voskerou S.A.	
<i>Milioni di euro</i>	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

6. 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 l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro

	Italia	Resto d'Europa	Centro e Sud America	Nord America	Elisioni e Rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	1.248	123	262	144	0	1.777
Ricavi intersettoriali	17	0	0	0	(17)	0
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	0	0	0	0	118
Margine operativo lordo	884	77	156	90	0	1.207
Ammortamenti e perdite di valore	306	38	31	41	0	416
Utile operativo	578	39	125	49	0	791
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	0	0	0	0	0	(133)
Imposte	0	0	0	0	0	219
Utile dell'esercizio	0	0	0	0	0	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	0	744

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 consolidato:

Milioni di euro

	Al 31 Dicembre 2009
Totale attività	9.494
- avviamento	532
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	261
- attività finanziarie non correnti	35
- attività finanziarie correnti	228
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	144
- attività per imposte anticipate	121
- crediti per imposte sul reddito	18
Attività operativa	8.155
Totale passività	6.930
- finanziamenti*	5.659
- passività finanziarie non correnti	22
- passività finanziarie correnti	85
- TFR ed altri benefici ai dipendenti	59
- passività per imposte differite	182
- debiti per imposte sul reddito	207
Passività operativa	716

* 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 43 – Modifica alla struttura organizzative.

Informazioni sul Conto Economico consolidato

7. Ricavi

7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – 1.733 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	2009
Energia	1.508
- di cui Gruppo Enel	172
Altre vendite e prestazioni	225
- di cui Gruppo Enel	58
Totale	1.733

I ricavi per vendita "Energia" si riferiscono per 1.323 milioni di euro alla vendita di energia, per 9 milioni di euro al trasporto energia e per 176 milioni di euro a certificati verdi ed altri incentivi. 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) e ai benefici derivanti dagli accordi di "Tax partnership" (42 milioni di euro). 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).

7.b Altri ricavi –44 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 fini diversi dalla produzione di energia elettrica (irrigazione) e la cessione di energia termica (9 milioni di euro), e a contributi riconosciuti al Gruppo a fronte di specifici accordi (13 milioni di euro).

8. Costi

8.a Materie prime e materiali di consumo –206 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	2009
Materiali	157
Energia elettrica	37
- di cui Gruppo Enel	6
Combustibili e gas	12
Totale	206
- di cui capitalizzati	6

I costi per acquisto di "Materiali" si riferiscono principalmente al materiale impiegato nella gestione e manutenzione degli impianti (12 milioni di euro) e agli acquisti di materiale fotovoltaico da parte di Enel.si per la rivendita (78 milioni di euro).

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).

I costi per acquisto di "Combustibili e gas" si riferisce agli impianti di cogenerazione delle società spagnole (Cooling Heating and Power).

8.b Servizi –275 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	
	2009
Manutenzioni e riparazioni	53
Costi per godimento beni di terzi	42
-di cui Gruppo Enel	5
Costi di trasmissione	21
Altri costi per servizi	159
-di cui Gruppo Enel	76
Totale	275

I "Costi per godimento beni di terzi" (42 milioni di euro) si riferiscono 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" 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 40, 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).

8.c Costo del personale – 172 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	2009
Salari e stipendi	121
Oneri sociali	30
TFR ed altri benefici ai dipendenti	4
Altri costi	17
Totale	172
<i>- di cui capitalizzati</i>	<i>19</i>

La voce "TFR ed altri benefici ai dipendenti", pari a 4 milioni di euro, 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" si riferiscono principalmente agli oneri per incentivi all'esodo del personale.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza effettiva 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

8.d Ammortamenti e perdite di valore – 416 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	2009
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	396
Ammortamento attività immateriali	17
Perdite di valore	3
Totale	416

La voce "Perdite di valore" si riferisce alla svalutazione di altri crediti.

8.e Altri costi operativi – 60 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	2009
Imposte e tasse	19
Contributi	26
Altri oneri diversi di gestione	15
Totale	60

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.

9. Proventi netti da gestione rischio commodity – 118 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	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

Milioni di euro	
	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)

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 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.

10. Oneri finanziari netti – (135) milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	
	2009
Differenze positive di cambio	13
Interessi e altri proventi da attività finanziarie	7
Proventi da strumenti finanziari derivati	5
Altri proventi finanziari	1
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	26
- di cui Gruppo Enel	5
Interessi e altri oneri da passività finanziarie	138
- finanziamenti a lungo termine	54
- finanziamenti a breve termine	80
- oneri finanziari su benefici a dipendenti	2
- oneri finanziari su contratti di leasing	2
Differenze negative di cambio	16
Oneri da strumenti finanziari derivati	7
TOTALE ONERI FINANZIARI	161
- di cui Gruppo Enel	90
ONERI FINANZIARI NETTI	(135)

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.

11. Quota proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 2 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	2009
Proventi da partecipazioni in società collegate	10
Oneri da partecipazioni in società collegate	(8)
Totale	2

I "Proventi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" includono principalmente gli effetti dei risultati positivi ottenuti dalla partecipata La Geo S.A. de C.V. (9 milioni di euro) e di quelli negativi di Trade Wind Energy L.L.C. (6 milioni di euro).

12. Imposte – 219 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009:

Milioni di euro	2009
Imposte correnti	245
Imposte differite (anticipate)	(26)
Totale	219

Le imposte della capogruppo 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").

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

Milioni di euro		
	2009	
<i>Utile prima delle imposte</i>	658	
Imposte teoriche	181	27,5%
Effetto aliquote locali	(22)	(3,3%)
Effetto Robin Tax	34	5,2 %
Differenze permanenti e partite minori	1	0,2 %
Differenze su stime anni precedenti	(5)	(0,8%)
IRAP	30	4,6 %
TOTALE	219	33,3%

Informazioni sullo stato patrimoniale consolidato

Attività non correnti

13. Immobili, impianti e macchinari – 7.200 milioni di euro

Il dettaglio e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono i seguenti:

Milioni di euro

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Altri beni	Attività materiali in corso ed acconti	Totale
Costo storico	1.141	8.065	130	820	10.156
Fondo ammortamento	(260)	(3.069)	(72)	-	(3.401)
Consistenza al 1 Gennaio 2009	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 1° gennaio 2009) 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 1° gennaio 2009).

La voce "Altri beni" include beni in leasing finanziario per un importo pari a 20 milioni di Euro.

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

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:

Milioni di euro	
	2009
Investimenti	
<i>Idroelettrici</i>	123
<i>Geotermici</i>	151
<i>Eolici</i>	400
<i>Altro</i>	14
TOTALE	688

Si evidenzia che il valore degli investimenti in Nord America, pari a 36 milioni di euro, del settore geotermico è stato iscritto al netto dei contributi ricevuti che ammontano a 44 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 dei parchi eolici in Francia (136 milioni di euro)
- acquisto dei parchi eolici in Spagna (12 milioni di euro).

14. Attività immateriali – 259 milioni di euro

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono i seguenti:

Milioni di euro			
	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre immobilizzazioni immateriali e contratti di vendita	Totale
Costo storico	117	160	277
Fondo ammortamento	(18)	(35)	(53)
Consistenza al 1 Gennaio 2009	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

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), 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).

Le "Altre immobilizzazioni immateriali e contratti di vendita" includono principalmente la valorizzazione dei contratti di vendita dell'energia (Power Purchase Agreement).

Gli investimenti dell'esercizio 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" 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 5 - "Area di consolidamento").

15. Avviamento – 532 milioni di euro

Il dettaglio e la movimentazione dell'avviamento nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono i seguenti:

Miloni 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.	0	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	-	-	0	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..

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".

La voce "Differenze di cambio" include l'adeguamento dell'effetto cambi dell'avviamento delle società con valuta differente dall'Euro.

Gli "Altri movimenti" includono 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.).

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata attraverso l'utilizzo dei modelli Discounted Cash Flow che, per la determinazione del valore d'uso di un'attività, prevedono la stima dei futuri flussi di cassa e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione. In particolare, i flussi di cassa sono stati determinati prendendo a riferimento le più recenti previsioni e le assunzioni in esse contenute sull'andamento economico-finanziario del Gruppo. Per l'attualizzazione di tali flussi è stato considerato un periodo esplicito coerente con tali previsioni, 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 rendita perpetua o rendita annua a crescita nominale pari all'inflazione ritenuta adeguata rispetto al Paese di appartenenza o comunque non eccedente il tasso medio di crescita a lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio. L'analisi di sensitività utilizzata nelle valutazioni non ha determinato impatti significativi sui risultati delle valutazioni stesse e di conseguenza sulle differenze individuate. 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 *goodwill* risulta iscritto in via provvisoria (vedi nota Nota 5 - "Area di consolidamento").

Di seguito viene riportata la composizione del saldo degli avviamenti per società a cui la cash generating unit appartiene l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

	Al 31 Dicembre 2009	Tax rate (2009)	Tasso di crescita	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%	5	Rendita perpetua	6	-
Americas Generation Corporation	103	30,0%	2,5%	5	Rendita perpetua	6	-
Enel Latin America L.L.C.	51	26,5%	2,5%	5	Rendita Annua	6	29
Renovables de Guatemala S.A. [2]	14	na	na	na	na	na	na
Enel Union Fenosa Renovables S.A.	90	5,9%	2,0%	10	Rendita Annua	11	15
Elica	74	25,0%	2,0%	vita utile [3]	valore recuperabile/ rendita perpetua [4]	-	-
Enel Green Power Portoscuso S.r.l. (già Portoscuso Energia S.r.l.) [2]	1	na	na	na	na	na	na
Enel Green Power Romania (già Blue Line Impex S.r.l.) [2]	5	na	na	na	na	na	na
Enel Green Power Bulgaria E.A.D. [2]	3	na	na	na	na	na	na
Enel Erelis S.A.S	26	33,3%	2,0%	6	Rendita Annua	7	16
Enel North America Inc.	80	35,0%	2,0%	5	Rendita Annua	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] Valore recuperabile pari al 25% capex iniziale inflazionato fino a termine vita utile per eolico; rendita perpetua per idro

16. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – 121

milioni di euro- (182) 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						
	Al 1 Gennaio 2009	Incr/(Decr) con imputazione a conto economico	Variazione area di consolidamento	Quota direttamente e 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.

17. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – 261 milioni di euro

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

Milioni di euro	Al 1 Gennaio 2009		Acquisizioni/ Aumenti di capitale	Altre variazioni	Impatto a conto economico	Al 31 Dicembre 2009	
	Valore	Quota %				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 delle 52 società partecipate, tutte al 30%, che hanno sede in Grecia si rinvia all'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power"

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 movimentata 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.

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

Milioni di euro

	Attività	Passività	Ricavi	Utili (perdite)
La Geo S.A. de C.V.	295	24	95	39
Geronimo Wind Energy L.L.C.	5	0	0	(3)
Trade Wind Energy L.L.C.	47	27	2	(17)
Elica II (*)	10	1	0	0

(*) Per il dettaglio delle 52 società partecipate, tutte al 30%, che hanno sede in Grecia si rinvia all'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power"

18. Attività finanziarie non correnti – 35 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro

	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	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 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.

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:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value	
	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009
Derivati cash flow hedge	38	244	10	51
Commodity	38	244	10	51
Totale derivati	38	244	10	51

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro				
	Al 31 Dicembre 2009	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	10	0	10	0
Totale	10	0	10	0

La voce "Altre attività finanziarie" si riferiva, nel precedente esercizio, agli acconti per acquisto delle società greche, International Wind Rhodes, International Wind Achaia e Glafkos Hydroelectric.

19. Altre Attività non correnti – 34 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro			
	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	Variazione
Crediti tributari	11	0	11
Depositi cauzionali attivi di natura operativa	3	2	1
Contributi da incassare	16	0	16
Altri crediti diversi	4	4	0
TOTALE	34	6	28

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. Rimanenze – 31 milioni di euro

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 1° gennaio 2009 presentavano 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).

21. Crediti commerciali –512 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	Variazione
Vendita e trasporto energia elettrica	433	194	239
<i>di cui Gruppo Enel</i>	204	120	84
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 1° gennaio 2009 si riferivano esclusivamente ad un mese di attività, 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 e che il dettaglio dei crediti verso le società correlate ("di cui Gruppo Enel") è esposto nel paragrafo "Informativa sulle parti correlate".

22. Crediti per imposte sul reddito –18 milioni di euro

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 1° gennaio 2009 .

23. Attività finanziarie correnti –228 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	Variazione
Contratti derivati	75	129	(54)
Titoli	68	48	20
Altri crediti finanziari	85	14	71
Totale	228	191	37

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 31 dicembre 2009, suddivisi per tipologia di contratto e per designazione, si rinvia alla seguente tabella:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value	
	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009
Derivati cash flow hedge	455	593	75	85
Commodity	455	562	75	82
Cambi	0	31	0	3
Derivati trading	26	137	0	44
Commodity	0	119	0	43
Cambi	26	18	0	1
Totale derivati	481	730	75	129

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Fair value		
		Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	75	0	75	0
Totale	75	0	75	0

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 per 79 milioni di euro il saldo dei conti correnti di corrispondenza verso Enel Finance International S.A..

24. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – 144 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	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.

25. Altre attività correnti – 119 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro

	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	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)
<i>- di cui società del Gruppo Enel</i>	16	28	(12)
TOTALE	119	141	(22)

I "Crediti tributari" accolgono principalmente 34 milioni di euro pari alla posizione creditoria per IVA.

Gli "Altri crediti diversi" accolgono principalmente crediti per contributi riconosciuti da enti governativi.

Passivo

26. Patrimonio netto – 2.564 milioni di euro

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

Capitale sociale – 600 milioni di euro

Il capitale sociale è rappresentato 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

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 –40 milioni di euro

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

In tale voce sono inclusi 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 (-15 milioni di euro al 1° gennaio 2009).

Altre riserve diverse (eccetto Riserva legale) – 1.298 milioni di euro

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%). Allo stato attuale la distribuzione di tale riserva è differita a tempo indefinito.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione delle perdite rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

Milioni di euro

	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)	0	(20)
Perdita dell'esercizio rilevata direttamente a patrimonio netto (al netto dell'effetto fiscale)	26	(81)	(25)	(56)
Utile dell'esercizio rilevato a conto economico		439	0	439
Totale utile rilevato nell'esercizio		358	(25)	383
Quota di pertinenza:				
- Gruppo		360	(25)	385
- Terzi		(2)	0	(2)

27. Patrimonio netto di Terzi – 180 milioni di euro

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).

28. Utile per azione – 0,35 euro

Nella seguente tabella è rappresentata la procedura seguita per la determinazione dell'utile base e diluito per azione:

	2009
Utile dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	418
Media ponderata delle azioni ordinarie	1.200.000.000
Utile base e diluito per azione (in euro)	0,35

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

29. Finanziamenti a lungo termine– 1.246 milioni di euro (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi pari a 115 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 60 milioni di euro, si riferisce all'emissione obbligazionaria della società panamense Enel Fortuna e sono amministrare dalla Banca di New York al tasso fisso del 10,125% con maturity 2013.

La voce "Debiti verso banche" al 31 dicembre 2009 (compresa la quota in scadenza entro i 12 mesi) si riferisce principalmente a:

- finanziamento bancario a lungo termine pari a 34 milioni di euro a tasso fisso (30 milioni di euro al 1° gennaio 2009) 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 1° gennaio 2009) 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 (385 milioni di euro al 1° gennaio 2009) 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 lungo termine pari a 27 milioni di euro a tasso variabile (20 milioni di euro al 1° gennaio 2009) 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 1° gennaio 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 250 milioni di euro (166 milioni di euro al 1° gennaio 2009) per i progetti per Snyder, Smoky I e Smoky II del Nord America che si movimentano prevalentemente, a seguito del "Tax Partnership", di circa 79 milioni di euro.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2009 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 m	Quota con scadenza nel					
									2011	2012	2013	2014	Oltre	
	Al 1 Gennaio 2009			Al 31 Dicembre 2009										
Prestiti obbligazionari:														
- tasso fisso quotate	74	74	51	60	60	71	13	47	15	16	16	0	0	
Totale	74	74	51	60	60	71	13	47	15	16	16	0	0	
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	0	100	0	0	0	0	100	
Totale	32	32	30	100	100	99	0	100	0	0	0	0	100	
TOTALE	974	982	911	1.250	1.246	1.278	115	1.131	120	186	116	90	619	

La movimentazione dell'esercizio del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore nozionale Al 1 Gennaio 2009	Rimborsi	Variazione area di consolidam.	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nozionale Al 31 Dicembre 2009
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	0	100
Totale indebitamento finanziario	974	(233)	168	349	(8)	1.250

La voce "Finanziamenti verso società correlate" accoglie il finanziamento erogato dalla società correlata Enel Finance International di 80 milioni di euro (32 milioni di euro al 1° gennaio 2009) 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:

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso	Tasso di
				medio di interesse in vigore	interesse effettivo in vigore
	Al 1 Gennaio 2009	Al e per l'esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009			
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		

Di seguito si evidenzia la composizione dell' "Indebitamento Finanziario netto":

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009
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*.

Alla data del presente bilancio, tali parametri risultano rispettati e non risultano *events of default* né limitazioni all'utilizzo dei finanziamenti in oggetto.

30. TFR ed altri benefici ai dipendenti –46 milioni di euro

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 nell'esercizio delle passività attuariali.

Milioni di euro

	Benefici pensionistici	Altri benefici
Variatione nella passività attuariale:		
Passività attuariale al 1 Gennaio 2009	34	9
-costo normale	1	1
-oneri finanziari	2	-
-erogazioni	(6)	-
-(utili) e perdite attuariali	1	1
-altri movimenti	4	-
Passività attuariale al 31 Dicembre 2009	36	11
Variatione delle attività a servizio dei piani		
Passività attuariale netta	36	11
Perdite/(utili) netti non riconosciuti	(1)	-
Passività riconosciuta al 31 Dicembre 2009	35	11

La voce "Benefici pensionistici" accoglie 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 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.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono le seguenti:

	2009
Tasso di attualizzazione	4,30%
Tasso di incremento del costo del lavoro	3,00%
Tasso di incremento del costo delle spese unitarie	3,00%

31. Fondi rischi e oneri – 81 milioni di euro - di cui quota a breve (13 milioni di euro)

Il dettaglio e la movimentazione dei fondi rischi e oneri relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono i seguenti:

Milioni di euro	Accantonamenti			Utilizzi		Rilasci		di cui quota corrente
	Al 1 Gennaio 2009					Al 31 Dicembre 2009		
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		

La composizione principale della voce "Fondi rischi e oneri" 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.

32. Passività finanziarie non correnti – 22 milioni di euro

Le "Passività finanziarie non correnti" accolgono esclusivamente il *fair value* dei Contratti derivati:

Milioni di euro	Nozionale		Fair Value	
	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009
Derivati cash flow hedge	374	268	21	15
Interessi	374	268	21	15
Derivati trading	62	67	1	0
Interessi	41	57	1	-
Cambi	21	10	-	-
Totale	436	335	22	15

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Livello		
		Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	21	-	21	-
Derivati trading	1	-	1	-
Totale	22	-	22	-

33. Altre passività non correnti – 63 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	Variazione
Debiti canonici e contributi urbanizzazione	31	14	17
Risconti passivi operativi Terzi	18	18	0
Debiti per acquisto partecipazioni	14	0	14
Totale	63	32	31

I "Debiti per acquisto di partecipazioni" 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).

Passività correnti

34. Finanziamenti a breve termine –4.413 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	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 alla posizione a debito del Gruppo nei confronti della Controllante per i rapporti intrattenuti tramite il conto corrente intersocietario.

35. Debiti commerciali – 454 milioni di euro

La voce "Debiti commerciali" pari a 454 milioni di euro accoglie debiti verso il Gruppo Enel per un importo di 128 milioni di euro (75 milioni di euro al 1° gennaio 2009), i cui dettagli sono esposti nel paragrafo "Informativa sulle parti correlate", e presenta un incremento di 141 milioni rispetto al 1° gennaio 2009.

36. Debiti per imposte sul reddito – 207 milioni di euro

I "Debiti per imposte sul reddito" 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.

37. Passività finanziarie correnti – 85 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	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* dei Contratti derivati:

Milioni di euro	Nozionale		Fair Value	
	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009
Derivati cash flow hedge	14	175	1	2
Commodity	14	175	1	2
Derivati trading	5	124	0	7
Commodity	5	4	-	1
Cambi	-	120	-	6
Totale	19	299	1	9

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value*, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro				
	Al 31 Dicembre 2009	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge	1	-	1	0
Totale	1	-	1	0

38. Altre passività correnti – 131 milioni di euro

Nella seguente tabella è fornito il dettaglio della voce in oggetto al 31 dicembre 2009, al 1 gennaio 2009 e la relativa variazione:

Milioni di euro			
	Al 31 Dicembre 2009	Al 1 Gennaio 2009	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, 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.

39. Impegni contrattuali e garanzie

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

Milioni di euro	
	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.40 "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.

40. 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, 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 l'esercizio 2009:

Esercizio chiuso al 31.12.2009 <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	-	230	729	959
<i>GME S.p.A.</i>	-	-	477	477
<i>GSE S.p.A.</i>	-	-	178	178
<i>Terna S.p.A.</i>	-	-	28	28
<i>Acquirente Unico S.p.A.</i>	-	-	46	46
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	20	-	20
<i>Enel Servizio Elettrico S.p.A.</i>	-	3	-	3
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	148	-	148
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	-	58	-	58
Costi per materie prime e materie di consumo	-	6	9	15
<i>Enel Energia S.p.A.</i>	-	4	-	4
<i>Enel Distribuzione S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	1	-	1
<i>GME S.p.A.</i>	-	-	2	2
<i>Terna S.p.A.</i>	-	-	2	2
<i>ENI S.p.A.</i>	-	-	1	1
<i>Altre parti correlate</i>	-	-	4	4
Costi per servizi	32	49	10	91
<i>Enel Servizi S.r.l.</i>	-	27	-	27
<i>Enel Produzione S.p.A.</i>	-	16	-	16
<i>Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.</i>	-	5	-	5
<i>Hydro Dolomiti Enel S.r.l.</i>	-	1	-	1
<i>GSE S.p.A.</i>	-	-	7	7
<i>Terna S.p.A.</i>	-	-	3	3
Proventi /(oneri) netti da gestione rischio commodity	-	118	-	118
<i>Enel Trade S.p.A.</i>	-	118	-	118
Proventi Finanziari	5	-	-	5
Oneri finanziari	80	10	-	90
<i>Enel Finance International S.A.</i>	-	8	-	8
<i>Altre parti correlate</i>	-	2	-	2

AI 31.12.2009 (Millioni di Euro)	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 B.V.: 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:

Milioni di euro	
Retribuzione annua lorda	1,060
Incentivazione annua variabile lorda (MBO)	0,375

41. 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.

42. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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 Ingresso 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 all'inizio 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.

Estero

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 Generacion 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 Generacion S.A.;
- 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 contabile di circa 280 milioni di euro 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.

43. 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.

E' 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 delle nuove strutture, determinati riclassificando i dati riportati nella Nota 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 5 all'Area Italia.

Risultati per area geografica

Milioni di euro

	Italia ed Europa	Enel.si	Iberia e America Latina	Nord America	Elisioni e Rettifiche	Totale
Ricavi verso Terzi	1.103	178	352	144	0	1.777
Ricavi intersettoriali	17	0	0	0	(17)	0
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118	0	0	0	0	118
Margine operativo lordo	898	7	212	90	0	1.207
Ammortamenti e perdite di valore	317	1	57	41	0	416
Utile operativo	581	6	155	49	0	791
Proventi/(Oneri) finanziari netti e quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	0	0	0	0	0	(133)
Imposte	0	0	0	0	0	219
Utile dell'esercizio	0	0	0	0	0	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

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

Milioni di euro

	Al 31 Dicembre 2009
Totale attività	9.494
- avviamento	532
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	261
- attività finanziarie non correnti	35
- attività finanziarie correnti	228
- disponibilità liquide e mezzi equivalenti	144
- attività per imposte anticipate	121
- crediti per imposte sul reddito	18
Attività operativa	8.155
Totale passività	6.930
- finanziamenti*	5.659
- passività finanziarie non correnti	22
- passività finanziarie correnti	85
- TFR ed altri benefici ai dipendenti	59
- passività per imposte differite	182
- debiti per imposte sul reddito	207
Passività operativa	716

* Finanziamenti a lungo termine
 Finanziamenti a breve termine
 Quote corrente dei finanziamenti a lungo termine

Dettaglio Italia ed Europa

Milioni di euro

	Al e per l' esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009
Ricavi	1.120
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	118
Margine operativo lordo	898
Ammortamenti e perdite di valore	317
Utile operativo	581
Attività operative	5.619
Passività operative	465
Dipendenti a fine esercizio (n)	1.752
Investimenti (al lordo contributi)	453

Dettaglio Enel.si

Milioni di euro

	Al e per l' esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009
Ricavi	178
Margine operativo lordo	7
Ammortamenti e perdite di valore	1
Utile operativo	6
Attività operative	125
Passività operative	79
Dipendenti a fine esercizio (n)	88
Investimenti (al lordo contributi)	1

Dettaglio Iberia e America Latina

Milioni di euro

	Al e per l' esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009
Ricavi	352
Margine operativo lordo	212
Ammortamenti e perdite di valore	57
Utile operativo	155
Attività operative	1.574
Passività operative	145
Dipendenti a fine esercizio (n)	565
Investimenti (al lordo contributi)	254

Dettaglio Nord America

Milioni di euro

	Al e per l' esercizio chiuso al 31 Dicembre 2009
Ricavi	144
Margine operativo lordo	90
Ammortamenti e perdite di valore	41
Utile operativo	49
Attività operative	857
Passività operative	47
Dipendenti a fine esercizio (n)	280
Investimenti (al lordo contributi)	36

ALLEGATI

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel Green Power al 31 dicembre 2009

Sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel Green Power S.p.A. e a essa collegate al 31 dicembre 2009, a norma dell'art. 2359 cod. civ., nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, 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 il metodo integrale al 31 dicembre 2009 ⁽¹⁾

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Controllante:								
Enel Green Power S.p.A.	Roma	Italia	Holding industriale	600.000.000	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%
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	-	100.000	Euro	Enel Produzione S.p.A.	30,00%	100,00%
						Enel.si - S.r.l.	70,00%	
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50	Dollaro Statunitense	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Enel Latin America B.V.	Amsterdam	Olanda	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	244.450.298	Euro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	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 E.A.D.	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva Bulgaro	Enel Green Power Bulgaria E.A.D.	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%
Electrogroup S.r.l.	Baia Mare	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200	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	7.121.000	Euro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Crete S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia nel settore elettrico	3.093.000	Euro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Rhodes S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia nel settore elettrico	5.070.000	Euro	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Thrace S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia nel settore elettrico	13.957.500	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, <i>trading</i> di energia nel settore elettrico	13.537.200	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%
International Wind Power S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia nel settore elettrico	6.615.300	Euro	Enel Green Power Hellas S.A.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Glafkos Hydroelectric Station S.A.	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia e servizi nel settore elettrico	4.690.000	Euro	Enel Green Power International B.V.	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 International B.V.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas S.A.	Maroussi	Grecia	Holding di partecipazioni, Servizi nel settore energetico	1.060.000	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 International B.V.	100,00%	100,00%
Enel Erelis S.A.S	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 S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Bouville S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Coulonges-Thouarsais Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Chapelle Gaudin S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Grande Epine S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Parigodière S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Terre aux Saints S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Vallière S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Vigne de Foix S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Parc Eolien de Noirterre S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Pouille L'Hermenault S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien des Ramiers S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Thire S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Parc Eolien du Mesnil S.A.S.U.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Société Armoricaïne d'Energie Eolienne S.a.r.l.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien des Champs D'Eole S.a.r.l.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien du Chemin de la Ligue Snc	Meyzieu	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien du Mazet Saint Voy S.a.r.l.	Mese	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien de Family S.a.r.l.	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Erelis S.A.S.	100,00%	100,00%

(1) Le imprese possedute da Enel North America Inc. e da Enel Latin America B.V. consolidate con il metodo integrale formano oggetto di elenchi separati.

Elenco delle imprese possedute da Enel North America Inc. incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 31 dicembre 2009 ⁽¹⁾

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
Controllante:							
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	50	Dollaro statunitense	Enel Green Power International B.V.	100,00%	100,00%
Controllate:							
Agassiz Beach L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	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 L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	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%
Black River Hydro Assoc.	New York	U.S.A.	-		(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%
Boott Field L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Boott Sheldon Holdings L.L.C.	100,00%	100,00%
Boott Sheldon Holdings L.L.C.	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%
					Chi Magic Valley Inc.	32,00%	
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	U.S.A.	-		BP Hydro Associates	75,92%	100,00%
					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 L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Essex Company	100,00%	100,00%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	1000	(CAD) Dollaro	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%
					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 L.L.C.	100,00%	100,00%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Finance L.L.C.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
Enel Green Power Canada, Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	1.757.364	(CAD) Dollaro	Chi Finance L.L.C.	100,00%	100,00%
Chi Dexter Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Finance L.L.C.	100,00%	100,00%
Chi Finance L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Finance L.L.C.	100,00%	100,00%
Chi Hydroelectric Company Inc	St. John (Newfoundland)	Canada	6.834.448	Dollaro canadese	Enel Green Power 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 L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Finance L.L.C.	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%
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%
					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%
					Chi Dexter Inc.	50,00%	
Crosby Drive Investments Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Asotin Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Padoma Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Green Power Solar 1 L.L.C.	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%
					Motherlode Hydro Inc.	17,50%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	16.251.021	Dollaro canadese	Enel Green Power Canada, Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel Geothermal L.L.C.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort II L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel Geothermal L.L.C.	100,00%	100,00%
Enel Geothermal L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Essex Company	100,00%	100,00%
Enel Kansas L.L.C.	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 L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel Geothermal L.L.C.	100,00%	100,00%
Enel Stillwater L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel Geothermal L.L.C.	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel Geothermal L.L.C.	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Washington DC L.L.C.	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 L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	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 L.L.C.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Essex Company	100,00%	100,00%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.	-		Chi Finance L.L.C.	100,00%	100,00%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	U.S.A.	-		Gauley River Management Corporation	100,00%	100,00%
Hadley Ridge L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Finance L.L.C.	100,00%	100,00%
Hope Creek L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	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	Enel Green Power 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 L.L.C.	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 L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
Jessica Mills L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
Julia Hills L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Finance L.L.C.	100,00%	100,00%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
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%
					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 L.L.C.	100,00%	100,00%
Lower Saranac Hydro Partners, LP	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 L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Finance L.L.C.	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%	
					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 L.L.C.	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	Enel Green Power Canada, Inc.	100,00%	100,00%
North Canal Waterworks	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Essex Company	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 L.L.C.	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 L.L.C.	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%
					Chi Dexter Inc.	50,00%	
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Ruthon Ridge L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
SE Hazelton A. LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Bypass Power Company	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 L.L.C.	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale:	Sede legale:Legal	Nazione	Capitale sociale (2) :	Valuta :	Detenuta da (3):	% di possesso:	% di possesso del Gruppo:
			al 31.12.2009				
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 L.L.C.	Topeka (Kansas)	U.S.A.	-		Texkan Wind L.L.C.	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II L.L.C.	Topeka (Kansas)	U.S.A.	-		Nevkan Renewables L.L.C.	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm L.L.C.	Dallas (Texas)	U.S.A.	-		Texkan Wind L.L.C.	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	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 L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
Spartan Hills L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	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 L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	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 L.L.C.	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%
					Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	
Tsar Nicholas L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	U.S.A.	-		Twin Falls Hydro Company Inc.	.51% %	99.51% %
					Twin Saranac Holdings, L.L.C.	99.00%	
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	10	Dollaro statunitense	Twin Saranac Holdings L.L.C.	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%
Twin Saranac Holdings L.L.C.	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 L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind L.L.C.	49,00%	49,00%

- (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 31 dicembre 2009 ⁽¹⁾

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
Controllante:							
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%
Central American Power Services Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	1	Dollaro statunitense	Enel Latin America B.V.	100,00%	100,00%
Conexion Energetica Centroamericana El Salvador S.A. de C.V.	San Salvador	El Salvador	7.950.600	Colon salvadoreño	Grupo EGI S.A. de C.V.	40,86%	100,00%
					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%
					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%
					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 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%
					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 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 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%
					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%
					Enel Latin America B.V.	0,10%	
Energia Global de Mexico (ENERMEX) S.A. de C.V.	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.r.l. de C.V.	Città del Messico	Messico	5.339.650	Peso messicano	Enel Latin America B.V.	99,99%	100,00%
					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%
					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%
					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 C.V.	San Salvador	El Salvador	3.448.800	Colon salvadoregno	Enel Green Power International B.V.	0,01%	100,00%
					Enel Latin America B.V.	99,99%	
Hidroelectricidad del Pacifico S.r.l. de C.V.	Città del Messico	Messico	30.890.636	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de C.V.	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 C.V.	Città del Messico	Messico	308.628.665	Peso messicano	Enel Green Power International B.V.	0,01%	100,00%
					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 C.V.	Città del Messico	Messico	181.727.301	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de C.V.	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%
					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%
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%
Proveedora de Electricidad de Occidente S.r.l. de C.V.	Città del Messico	Messico	89.707.135	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de C.V.	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%
					Enel Green Power S.p.A.	50,86%	
					Enel Guatemala S.A.	0,01%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
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 B.V. 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 31 dicembre 2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Controllante:								
Enel Union Fenosa Renovables S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32.505.000	Euro	Enel Green Power International B.V.	50,00%	50,00%
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%	25,00%
APROVECHAMIENTOS ELÉCTRICOS S.A.	Madrid	Spagna	(vuoto)	420.705	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
Aridos Energias Especiales S.L.	Villalbilla	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	41,00%	20,5%
Azucarera Energías S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	570.600	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	20,00%
Barbao S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	284.879	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
Boiro Energía S.A.	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	20,00%
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%	20,00%
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%	20,00%
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%	40,00%
Energías 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.	44,60%	22,3%
Energías 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%	16,67%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Energías Especiales Alcoholeras S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	232.002	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	82,34%	41,17%
Energías Especiales de Belmonte S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	120.400	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	50,00%	25,08%
Energías 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%	38,50%
Energías Especiales de Extremadura S.L.	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	88,34%	44,17%
ENERGÍAS ESPECIALES DE GATA, S.L.	Badajoz	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
ENERGÍAS ESPECIALES DE PADUL, S.L.	Madrid	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
Energías Especiales de Peña Armada S.A.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	963.300	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	80,00%	40,00%
Energías 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%	50,00%
Energías 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%	25,00%
Energías 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%	50,00%
Energías 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%	50,00%
ENERGÍAS ESPECIALES MONTES DE ANDALUCÍA, S.L.	Siviglia	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
ENERGÍAS ESPECIALES SANTA BARBARA, S.L.	Badajoz	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
Energías Especiales Valencianas S.L.	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Energías 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%	50,00%
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%	50,00%
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%	50,00%
Eólica Galaocasturiana S.A.	La Coruna	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	64.999	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
EUFER - Energías 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%	50,00%
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%	50,00%
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%	50,00%
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%	20,00%
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%	50,00%
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%	50,00%
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.	35,42%	17,71%
Parque Eólico de Padul	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
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%	41,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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%	10,00%
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%	25,00%
Prius Energíca S.L.	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.600	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
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%	25,00%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables S.L.	Alicante	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	180.000	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	33,34%	16,67%
Punta de las Olas Eòlica Marina S.L.	La Coruna	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
Punta de Lens Eòlica Marina S.L.	La Coruna	Spagna	(vuoto)	3.100	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	100,00%	50,00%
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%	48,00%
Ufefys S.L.	Aranjuez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	40,00%	20,00%
Vientos del Noroeste S.A.	Bajo Leòn	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.101	Euro	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	99,70%	49,85%

Elenco delle imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 31 dicembre 2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Energías de Villarrubia S.L.	Barcelona	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%
LaGeo S.A. de C.V.	Ahuachapan	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.562.826.700	Colon Salvado regno	Enel Green Power S.p.A.	36,20%	36,20%
International Eolian of Grammatiko S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	184.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Korinthia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	318.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 1 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 2 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	96.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 3 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 4 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	93.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 5 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	96.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 6 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	91.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 7 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 8 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
International Eolian of Skopelos S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	134.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 1 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 2 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 3 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Thracian Eolian 4 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 5 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 6 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 7 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 8 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 9 S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Anatoli-Prinia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	166.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Bolibas S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Distomos S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Drimonakia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	217.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Folia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	86.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Gagari S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	84.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Goraki S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Gourles S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Grammatikaki S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	127.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kafoutsi S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kathara S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	193.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kerasia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	175.250	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Korfovouni S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	147.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Korinthia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	300.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Wind Parks of Makriakkoma S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	167.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Megavouni S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Milia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	336.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Mirovigli S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	70.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Mitika S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	178.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Organi S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	241.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Paliopirgos S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	143.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Pelagia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	203.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Petalo S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Platanos S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	136.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Politis S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	118.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of S.A.gias S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	187.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Skoubi S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	91.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Spilia S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	201.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Stroboulas S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Triforko S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	119.500	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Vitalio S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	93.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Wind Parks of Vourlas S.A.	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International al B.V.	30,00%	30,00%
Geronimo Wind Energy L.L.C.	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	EGP Geronimo Holding Company Inc.	25,00%	25,00%
Star Lake Hydro Partnership	St. John (Newfoundland)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	Chi Hydroelectric Company Inc.	49,00%	49,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Trade Wind Energy L.L.C.	Topeka (Kansas)	U.S.A	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili			Enel Kansas L.L.C.	42,00%	42,00%